



**FACULTAD DE INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y
URBANISMO**

**ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE
INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

TESIS

**EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS
EN REFINERÍAS MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS
NO DESTRUCTIVAS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

AUTOR:

ZAVALA CASTILLO, CARLOS CRISTIAN

ASESOR:

ING. SERREPE RANNO MIRIAM MARCELA

PIMENTEL – PERÚ

2015

TESIS

**“EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN
REFINERÍAS MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO
DESTRUCTIVAS”**

ZAVALA CASTILLO CARLOS CRISTIAN
Autor

ING. SERREPE RANNO MIRIAM MARCELA
Asesor Metodológico

ING. ROJAS CORONEL ÁNGEL MARCELO
Asesor Especialista

**PRESENTADA A LA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA DE
LA UNIVERSIDAD SEÑOR DE SIPAN PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA.**

ING. SERREPE RANNO MIRIAM MARCELA
Presidente de Jurado

ING. VIVES GARNIQUE JUAN CARLOS
Secretario de Jurado

ING. ROJAS CORONEL ÁNGEL MARCELO
Vocal de Jurado

AGRADECIMIENTO

A Dios, por permitirme llegar a este momento tan especial en mi vida. Por los triunfos y momentos difíciles que me han enseñado a valorarlo cada día más, a memoria de mis queridos Padres Dominga y Pedro, a mi familia, con todo cariño, quienes con todas las vicisitudes, perseverancia, tesón, espíritu y voluntad lograron la culminación de mi carrera. Asimismo agradezco a las empresas Icend de México, Ademinsa del Perú y Ecuador, Petróleos del Perú y otras de Colombia y Estados Unidos por su gran apoyo.

Amigo:

A lo largo de una vida, el triunfo o el fracaso, no depende de la suerte ni del destino sino de la CAPACITACIÓN. Un esfuerzo más y lo que iba a ser un fracaso se convierte en un éxito glorioso, no existe el fracaso salvo cuando dejamos de esforzarnos.

-Cuando piensas que todo está mal, NO TE DEPRIMAS si los demás se niegan a ayudarte. RECUERDA: las palabras de Einstein: Siento una enorme gratitud por todos los que me dijeron “NO” Gracias a ellos, lo hice yo mismo.

Cuanto más rápido caes, más tiempo necesitas para levantarte, Caer está permitido. ¡Levantarse es obligatorio!

¡Adelante alumnos de la USS!

INFORMACIÓN GENERAL

INFORMACIÓN GENERAL

1. Título de la Tesis:

Evaluación del estado mecánico estructural de calderos en refinerías mediante la detección de fallas por Técnicas no destructivas.

2. Autor:

Carlos Cristian Zavala Castillo

3. Asesor Metodológico

Ing. Miriam Marcela Serrepe Ranno

4. Asesor Especialista.

Ing. Ángel Marcelo Rojas Coronel

5. Tipo de Investigación:

Descriptiva y tecnológica

6. Facultad y Escuela profesional:

Facultad de ingeniería, Arquitectura y Urbanismo
Escuela Académico Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

7. Duración de la Investigación

06 meses

8. Periodo que durará la investigación.

07 de Junio del 2014 al 23 de Diciembre del 2014

9. Presentado por.

Carlos Cristian Zavala Castillo

10. Aprobado:

.....
Dirección de Investigación

.....
Decano de Facultad

11. Fecha de presentación:

Setiembre del 2015

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	13
RESUMEN.....	14
ABSTRACT.....	15
ÍNDICE DE FIGURAS.....	8
ÍNDICE DE TABLAS.....	11
ECUACIONES, ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS.....	12
CAPÍTULO I: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	
1.1. SITUACIÓN PROBLEMÁTICA.....	17
1.1.1. A NIVEL INTERNACIONAL.....	17
1.1.2. A NIVEL NACIONAL.....	20
1.1.3. A NIVEL LOCAL.....	21
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	21
1.3. OBJETO DE ESTUDIO Y CAMPO DE ACCIÓN.....	22
1.4. DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	22
1.5. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA.....	25
1.6. OBJETIVOS.....	26
1.6.1. OBJETIVO GENERAL.....	26
1.6.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	26
1.6.3. PLANOS.....	26
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	
2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	29
2.1.1. A NIVEL INTERNACIONAL.....	29
2.1.2. A NIVEL NACIONAL.....	30
2.1.3. A NIVEL LOCAL.....	31
2.2. ESTADO DE ARTE.....	31
2.2.1. EN EL ÁMBITO INTERNACIONAL.....	31
2.2.2. EN EL ÁMBITO NACIONAL.....	36
2.3. BASES TEÓRICO – CIENTÍFICAS.....	36
2.3.1. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS.....	36
2.3.2. ASPECTOS GENERALES SOBRE CALDEROS.....	41
2.3.3. CLASIFICACIÓN DE CALDEROS.....	42
2.3.4. CONEXIONES MÍNIMAS Y PARTES DE UN CALDERO.....	43
2.3.5. NORMATIVA UTILIZADA PARA RECIPIENTES A PRESIÓN.....	48
2.3.6. PRUEBAS Y EXÁMENES NO DESTRUCTIVOS (NDT) CLASIFICACIÓN.....	49
2.3.7. FALLAS EN CALDEROS ACUOTUBULARES.....	62
III MARCO METODOLÓGICO	
3.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	69
3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA.....	70
3.3. HIPÓTESIS.....	70
3.4. VARIABLES.....	70
3.4.1 VARIABLES INDEPENDIENTES.....	70
3.4.2. VARIABLES DEPENDIENTES.....	70

EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS

3.4.3. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.....	71
3.5. MÉTODOS Y TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN.....	71
3.5.1. MÉTODO INDUCTIVO-DEDUCTIVO.....	71
3.5.2. MÉTODO ANALÍTICO SINTETICO.....	71
3.5.3. MÉTODO HIPOTÉTICO-DEDUCTIVO.....	72
3.5.4. PLAN DE TRABAJO Y GUIAS DE DOCUMENTOS.....	72
CAPÍTULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN	
4.1. TIPO DE INSPECCIONES.....	77
4.2. TAREAS Y PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN DE LOS CALDEROS.....	78
4.3. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN.....	81
4.4. DATOS TÉCNICOS DEL CALDERO FB1-CO.....	86
4.5. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN GENERAL DEL CALDERO CO.....	88
4.6. PROGRAMACIÓN DE LAS INSPECCIONES DE CALDERO.....	91
4.7. LISTA DE TRABAJOS PARA INSPECCIÓN DE CALDEROS.....	92
4.8. APLICACIÓN DE INSPECCIÓN A CALDEROS EN BASE A PARADAS APLICACIÓN DE INFORMES Y PROCEDIMIENTOS.....	95
CAPÍTULO V: COMPARACIÓN, COSTOS Y EVALUACION APLICANDO ENSAYOS	
5.1. COMPARACIÓN ENTRE LOS ENSAYOS DESTRUCTIVOS Y E.N.D.....	130
5.2. COSTOS DE END: UT, RFET, RT, PT Y VT.....	132
5.3. COSTOS DE END: PRUEBA HIDROSTÁTICA Y DOSSIER DE CALIDAD.....	137
5.4. COSTOS DE ED: DUREZA, TRACCIÓN, METALOGRAF. Y FLUENCIA.....	140
5.5. EVALUACIÓN ECONÓMICA CON END Y ED.....	143
CAPÍTULO VI: INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	
6.1 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	148
6.2. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN POR RFET CALDERO APIN.....	153
6.3. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN POR RFET CALDERO FB-1 CO.....	161
6.4. CÁLCULO DEL ESPESOR MÍNIMO SEGÚN CÓDIGO ASME.....	170
CONCLUSIONES.....	175
RECOMENDACIONES.....	177
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA.....	179
ANEXOS.....	181

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1: GRÁFICO DE ACCIDENTES EN CALDEROS.....	18
FIGURA 2: DEFORMACIÓN Y EXPLOSIÓN EN EL FOGÓN DEL CALDERO.....	19
FIGURA 3: INCRUSTACIONES EN LADO AGUA EN CALDERO.....	20
FIGURA 4: PARTE POSTERIOR DEL CALDERO FB-1 CO.....	23
FIGURA 5: ESCALERAS Y ACCESOS DEL CALDERO FB-1 CO.....	23
FIGURA 6: PARTE OESTE DEL CALDERO BABCOCK & WILCOX.....	23
FIGURA 7: DESAREADOR DEL CALDERO BABCOCK & WILCOX.....	23
FIGURA 8: PARTE FRONTAL DEL CALDERO APIN.....	24
FIGURA 9: COMPONENTES DEL CALDERO APIN.....	24
FIGURA 10: FOTO DE LA PROVINCIA DE TALARA.....	27
FIGURA 11: FOTO DE LA REFINERÍA DE TALARA.....	27
FIGURA 12: FOTO DE LA UBICACIÓN DE LOS CALDEROS EN LA REFINERÍA.....	27
FIGURA 13: EQUIPO PARA INSPECCIÓN FINAL DE SOLDADURA.....	33
FIGURA 14: EQUIPO AUTOMÁTICO ULTRASONIDO.....	33
FIGURA 15: SISTEMA DE INSPECCIÓN DE TUBOS.....	34
FIGURA 16: HOJA DE MAPA OPCIONAL PARA TUBOS DE CALDERO.....	35
FIGURA 17: DETALLE DE CALDERO ACUOTUBULAR DE DOS DRUMS.....	43
FIGURA 18: CONEXIONES MÍNIMAS PARA OPERAR UN CALDERO.....	43
FIGURA 19: EQUIPAMIENTO ADICIONAL DE UN CALDERO.....	44
FIGURA 20: DISTRIBUCIÓN Y PARTES DE UN CALDERO.....	44
FIGURA 21: HOGAR DE UN CALDERO.....	44
FIGURA 22: PARTES DE UN CALDERO ACUOTUBULAR.....	45
FIGURA 23: QUEMADOR CON EL USO DE DOS TIPOS DE COMBUSTIBLE.....	45
FIGURA 24: PILOTO PARA QUEMADOR DE CALDERO.....	45
FIGURA 25: VENTILADORES CENTRÍFUGOS DEL CALDERO BABCOCK.....	46
FIGURA 26: PARTE INTERNA DEL VENTILADOR CALDERO BABCOCK.....	46
FIGURA 27: SISTEMA DE CONTROL MECÁNICO ELÉCTRICO.....	47
FIGURA 28: INSTRUMENTOS PARA INSPECCIÓN VISUAL.....	51
FIGURA 29: FIBROSCOPIOS INSTRUMENTO PARA INSP. VISUAL.....	51
FIGURA 30: GALGA DE MEDICIÓN DE PITTINGS PARA INSP. VISUAL.....	51
FIGURA 31: KIT PARA TINTES PENETRANTES.....	52
FIGURA 32: APLICACIÓN DE PARTÍCULAS AGNÉTICAS.....	53
FIGURA 33: ELEMENTOS DEL SISTEMA EN RADIOGRAFÍA.....	54
FIGURA 34: INTERPRETACIÓN DE RADIOGRAFÍA.....	57
FIGURA 35: MÉTODOS APLICADOS AL USO DEL PENETRÁMETRO EN RADIOGRAFÍA.....	58
FIGURA 36: DETALLES DE BROBETAS DE DETECCIÓN EN PIEZAS.....	60
FIGURA 37: TRAZA DE GRIETA EN EL OSCILOSCOPIO.....	61
FIGURA 38: CORROSIÓN EN TUBO DEECONOMIZADOR.....	64
FIGURA 39: SOBRECALENTAMIENTO DE CORTA DURACIÓN.....	65
FIGURA 40: CORROSIÓN CÁUSTICA.....	65
FIGURA 41: CORROSIÓN DE TUBOS POR BAJO Ph.....	65
FIGURA 42: CORROSIÓN EN TUBO POR CENIZA DE COMBUSTOLEO.....	66
FIGURA 43: CORROSIÓN POR CENIZA.....	66
FIGURA 44: CORROSIÓN POR DAÑO DE HIDRÓGENO.....	66

EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS

FIGURA 45: CORROSIÓN POR ESFUERZO EN TUBO.....	67
FIGURA 46: POROSIDADES DE TUBO POR CONDENSADOS.....	67
FIGURA 47: INCRUSTACIÓN EN TUBERÍA.....	67
FIGURA 48: INCRUSTACIÓN EN HÉLICE.....	67
FIGURA 49: INCRUSTACIÓN DE FIERRO	67
FIGURA 50: MODELO DE FICHA TÉCNICA DEL EQUIPO.....	79
FIGURA 51: PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN GENERAL DEL CALDERO CO PAG. 1.....	88
FIGURA 52: PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN GENERAL DEL CALDERO CO PAG. 2.....	89
FIGURA 53: FORMATO DE INFORME TÉCNICO DE INSPECCIÓN.....	90
FIGURA 54: RESIDUO DESPRENDIDO DE LOS TUBOS.....	95
FIGURA 55: SOPORTES DE TUBOS EN SOBRECALENTADOR... ..	95
FIGURA 56: PITS DE CORROSIÓN EN TUBO Nº 49.....	96
FIGURA 57: PITS DE CORROSIÓN EN TUBO Nº 52.....	96
FIGURA 58: SOPORTES PROTEGIDOS CON KAOWOOL.....	97
FIGURA 59: DESECHOS EN INTERIOR DE TUBOS.....	97
FIGURA 60: INSPECCIÓN DE TUBOS DE DRUM.....	98
FIGURA 61: RESIDUOS DESPRENDIDOS EN LOS TUBOS.....	98
FIGURA 62: PORCIÓN DE SUCIEDAD RETIRADA DEL INTERIOR DE TUBOS.....	99
FIGURA 63: INSTRUMENTOS EN USO PARA INSPECCIÓN.....	99
FIGURA 64: INSTALACIÓN DE SOPORTES EN TUBOS DEL SOBRECALENTADOR.....	99
FIGURA 65: SOPORTES PROTEGIDOS CON FIBRA CERÁMICA.....	99
FIGURA 66: ESTADO DEL SERPENTÍN DEL ENFRIADOR.....	100
FIGURA 67: SERPENTÍN CON FUGA.....	100
FIGURA 68: CAMBIO EMPAQUE Y AJUSTE DE PERNOS EN TAPA.....	100
FIGURA 69: FUGA DE AGUA EN TUBO DEL ECONOMIZADOR.....	104
FIGURA 70: FALLA DE LA SOLDADURA EN EL EXTERIOR (MANIFOLD).....	104
FIGURA 71: REPARACIÓN DE LOS TUBOS DEL ECONOMIZADOR.....	105
FIGURA 72: INSPECCIÓN DE TUBOS EN EL SOBRECALENTADOR.....	109
FIGURA 73: TUBOS NUEVOS INSTALADOS EN EL ECONOMIZADOR.....	109
FIGURA 74: DISTRIBUIDOR DE AGUA.....	109
FIGURA 75: TUBOS DE LA CÁMARA CONVECTIVA, MUESTRAN CATALIZADOR.....	109
FIGURA 76: RESORTES FLEXIBLES PRUEBA EN EL TALLER.....	110
FIGURA 77: SOLDADURA EN TUBOS DEL ECONOMIZADOR CON REFUERZO.....	110
FIGURA 78: MUESTRA DE TUBO DEL ECONOMIZADOR.....	110
FIGURA 79: TAMBOR DE AGUA REEMPLAZO DE DISPOSITIVO DE AJUSTE.....	110
FIGURA 80: PRESENTACIÓN DEL DISTRIBUIDOR DE AGUA.....	110
FIGURA 81: CODOS DEL ECONOMIZADOR USO DE ULTRASONIDO.....	110
FIGURA 82: FALLA DE UN TUBO DEL ECONOMIZADOR.....	111
FIGURA 83: MEDICIÓN DE ESPESORES EN CAMARA CONVECTIVA.....	111
FIGURA 84: CODOS DEL ECONOMIZADOR PRUEBAS DEL ULTRASONIDO.....	111
FIGURA 85: CORTE DEL TUBO DESDE ZONA ADYACENTE A LAS ALETAS.....	115
FIGURA 86: MUESTRA DE TUBOS EN ZONA ADYACENTE A LAS ALETAS.....	115
FIGURA 87/88: CORTE DE SEGMENTO (VENTANA) PARA FACILITAR EL SOLDEO.....	115
FIGURA 89: SOLDEO DE LA VENTANA DESDE EL LADO EXTERIOR	115
FIGURA 90: MANHOLE DE LA PARED NORTE PARTE SUPERIOR.....	116
FIGURA 91: MANHOLE DE LA PARED NORTE 2DO NIVEL (LADO ESTE).....	116

EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS

FIGURA 92: MANHOLE DE LA PARED NORTE 2DO NIVEL (LADO OESTE).....	116
FIGURA 93: MANHOLE DRUM DE AGUA PARTE INFERIOR.....	116
FIGURA 94: MANHOLE DRUM DE VAPOR.....	116
FIGURA 95: MANHOLE DEL LADO ESTE.....	116
FIGURA 96: CUBIERTA LATERAL Y FRONTAL DEL DRUM DE VAPOR NORTE.....	116
FIGURA 97: CUBIERTA INFERIOR DEL DRUM DE AGUA.....	116
FIGURA 98: VIGAS TIPO “I” LADO OESTE Y NORTE CON CUBIERTAS.....	116
FIGURA 99 : AISLAMIENTO YA RETIRADO EN EL LADO PANTALLA.....	117
FIGURA 100: REFRACTARIO Y VÁLVULAS EN RETIRO EN EL LADO DE PANTALLA.....	117
FIGURA 101: AISLAMIENTO CON PROTECTOR HACIA LA PARTE IZQUIERDA.....	117
FIGURA 102: ÁREA DEL SOBRECALENTADOR POR REPARAR.....	117
FIGURA 103: SOPLADORES DE HOLLÍN EN LA PARED NORTE DEL CALDERO CO.....	117
FIGURA 104: ESQUEMA DE SOPLADOR DE HOLLÍN.....	117
FIGURA 105: ACCESORIOS INTERNOS DEL DRUM DE VAPOR.....	118
FIGURA 106: TAPONES EN EL DRUM.....	120
FIGURA 107: TAPONES ESMERILADOS.....	120
FIGURA 108: ESQUEMA DE TAPONES Y DEFECTOS DE TUBOS.....	120
FIGURA 109: VERIFICACIÓN DE LA SUPERFICIE DEL DRUM.....	120
FIGURA 110: TUBOS RETIRADOS EN MALAS CONDICIONES.....	121
FIGURA 111: PREPARACIÓN DE TUBOS NUEVOS A INSTALAR.....	121
FIGURA 112 TUBOS EN EXPANSIÓN.....	121
FIGURA 113: APLICANDO EXPANDAS A TUBO.....	121
FIGURA 114: INSTRUMENTO EXPANDA P-1252/11.....	122
FIGURA 115: INSTRUMENTO EXPANDA P-166/9.....	122
FIGURA 116: REGISTRO DE CALDEROS DE ALTA PRESIÓN.....	127
FIGURA 117: GRÁFICO DISTRIBUC. TUBOS PORCENTAJE DE DESGASTE CALD. APIN.....	157
FIGURA 118: GRÁFICO DISTRIBUC. TUBOS PORCENTAJE DE DESGASTE CALD. APIN.....	158
FIGURA 119: DISTRIBUCIÓN DE TUBOS EN EL CALDERO APIN	160
FIGURA 120: GRÁFICO DISTRIBUC. TUBOS PORCENTAJE DE DESGASTE CALD. CO.....	166
FIGURA 121: GRÁFICO DISTRIBUC. TUBOS PORCENTAJE DE DESGASTE CALD. CO.....	166
FIGURA 122: REFERENCIA DE PITS EN TUBOS.....	168
FIGURA 123: TÍPICAS DISCONTINUIDADES USADAS PARA FALLAS.....	169
FIGURA 124 a 129: SISTEMA DE CONFIGURACIÓN Y CALIBRACIÓN (FORMAS DE ONDA)...	174
FIGURA 01a03: ANEXOS (DATOS DE TUBERÍA Y DETALLE DE SOPORTES)	183

INDICE DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1: ACCIDENTES EN CALDEROS.....	17
TABLA 2: CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DEL CALDERO FB-1 CO.....	23
TABLA 3: CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DEL CALDERO BABCOCK & WILCOX.....	24
TABLA 4: CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DEL CALDERO APIN.....	24
TABLA 5: CLASIFICACIÓN DE LÍQUIDOS PENETRANTES POR EL USO, NORMAS.....	52
TABLA 6: MÁQUINAS DE RAYOS X UTILIZADAS EN RADIOGRAFÍAS.....	55
TABLA 7: FUENTES RADIACTIVAS DE RAYOS GAMMA EN RADIOGRAFÍAS.....	55
TABLA 8: ESPESOR DE CHAPA V/S MAXIMO ESPESOR DEL REFUERZO.....	57
TABLA 9: ESPESOR DE LA SOLDADURA Y MÁXIMA LONG. DE INDICACIÓN.....	59
TABLA 10: PLAN DE TRABAJO DE INSPECCIÓN.....	72
TABLA 11: OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLE INDEPENDIENTE.....	73
TABLA 12: OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLE DEPENDIENTE.....	74
TABLA 13: INVENTARIO DE EQUIPOS SOMETIDOS A PRESIÓN.....	78
TABLA 14: FECHA DE LA ÚLTIMA INSPECCIÓN.....	91
TABLA 15: CRONOGRAMA DE LAS INSPECCIONES DE LOS EQUIPOS.....	91
TABLA 16: TÉCNICAS DE INSPECCIÓN SELECCIONADAS Y ZONAS A ANALIZAR.....	94
TABLA 17: ZONA DE TUBOS A REEMPLAZAR DEL LADO NORTE DE DRUM.....	119
TABLA 18: RELACION ESPESOR/ DIAMETRO EXTERIOR PARA EL EXPANDIDO DIAM. 2 PULG.....	123
TABLA 19: RELACIÓN DE EXPANSIÓN DIAM. 2 PULG.....	123
TABLA 20: RELACION ESPESOR/ DIAMETRO EXTERIOR PARA EL EXPANDIDO DIAM. 3 PULG.....	124
TABLA 21: RELACIÓN DE EXPANSIÓN DIAM. 3 PULG.....	124
TABLA 22: COMPARACIÓN ENTRE LOS E.D. Y LOS E.N.D.....	130
TABLA 23: COSTO DE E.N.D.: PARA ENSAYO ULTRASONIDO.....	133
TABLA 24: COSTO DE E.N.D.: PARA SISTEMA RFET.....	134
TABLA 25: COSTO DE E.N.D.: PARA ENSAYO RADIOGRÁFICO.....	135
TABLA 26: COSTO DE E.N.D.: PARA ENSAYO DE TINTES PENETRANTES.....	136
TABLA 27: COSTO DE E.N.D.: PARA ENSAYO INSPECCIÓN VISUAL.....	137
TABLA 28: COSTO DE E.N.D.: PARA PRUEBA HIDROSTÁTICA.....	138
TABLA 29: COSTO DE E.N.D.: PARA DOSSIER DE CALIDAD.....	139
TABLA 30: COSTO DE E.D.: PARA ENSAYO DE DUREZA Y REPLICA METALOGRAFICA.....	141
TABLA 31: COSTO DE E.D.: PARA ENSAYO DE TRACCIÓN Y DEFORM. POR FLUENCIA.....	142
TABLA 32: COSTO DE E.D.: PARA DOSSIER DE CALIDAD.....	143
TABLA 33: EVALUACIÓN ECONÓMICA CON E.N.D.....	145
TABLA 34: EVALUACIÓN ECONÓMICA CON E.D.....	146
TABLA 35: RESULTADOS DE LA EXAMINACIÓN DE CON RFET (CALDERO APIN).....	153
TABLA 36: CANTIDAD DE TUBOS SEGÚN PORCENTAJE DE DESGASTE.....	157
TABLA 37: RESULTADOS DE LA EXAMINACIÓN DE CON RFET(CALDERO FB-1 CO).....	161
TABLA 38: CANTIDAD DE TUBOS SEGÚN PORCENTAJE DE DESGASTE.....	165
TABLA 39: REQUERIMIENTOS DE UN EXAMEN DE RFET.....	167
TABLAS EN ANEXOS (TABLAS Nº 1-2).....	183

ECUACIONES

ECUACIÓN 1: ECUACIÓN PARA LA FALTA DE CONTRASTE GEOMÉTRICO.....	56
ECUACIÓN 2: ECUACIÓN PARA CÁLCULO DE EXPANDIDO DE TUBOS DIAM. 2 PULG.....	122
ECUACIÓN 3: ECUACIÓN PARA CÁLCULO DE EXPANDIDO DE TUBOS DIAM. 3 PULG.....	123
ECUACIÓN 4: ECUACIÓN PARA CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN.....	170
ECUACIÓN 5: ECUACIÓN PARA DETERMINAR LA VIDA REMANENTE.....	170
ECUACION 6/7: ECUACIÓN PARA CÁLCULO DEL ESPESOR MÍNIMO DE DISEÑO.....	171

ABREVIATURAS Y SIMBOLOS

ANSI	American National Standard Institute
API	Instituto Americano de Petróleo
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
ASNT	American Society for Nondestructive Testing
ASTM	Sociedad Americana para Ensayos y Materiales
AWS	Sociedad Americana de Soldadura
BHP	Boiler horse power =0.7457 KW (kilowatts).
HAZ	Zona afectada por el calor
HTHN	Sistema de agua caliente de alta temperatura
HS	Superficie de calefacción (de agua)
ID	Diámetro interior
NB	Asociación Nacional de Inspectores de Calderos y Recipientes a Presión
NaSiO₂	Silicato sódico
NDE	Examen no destructivo
NDT	Pruebas no destructivas
OD	Diámetro exterior
P	Máxima presión admisible de trabajo
SiO₂	Sílice
SMAW	Soldadura metálica de arco protegido
std	Estándar, normal, normalizado

INTRODUCCIÓN

La generación de vapor es una operación unitaria que consiste en convertir el agua en vapor mediante la aplicación de calor, que de manera general se consigue mediante la combustión de productos derivados del petróleo, calor aplicado a equipos como calderos y calderetas. Se aprovecha el calor latente del vapor para transferir energía calorífica a otros equipos, o generar movimiento como en bombas, compresores, ventiladores, etc., movidas con vapor. Mediante este proceso se consiguen dos beneficios: generación de energía térmica económica y suplir a bombas, compresores, etc. movidos con energía eléctrica en los momentos que ésta se suspende por algún imprevisto. De esta manera se garantiza la continuidad de la operación de una Planta industrial. Refinería Talara no es ajena a este tipo de proceso, por lo que en su Planta de Servicios Industriales se encuentran calderos que producen vapor sobrecalentado de 600 psig y vapor de 250 psig.

Con la aplicación de Técnicas no destructivas a componentes se da a conocer los mayores daños al caldero, los cuales se dan en tuberías, por lo que es de gran importancia evaluar su estado para evitar fugas y así lograr el mejoramiento y restauración de dicho componente, evitando paros imprevistos e incrementos de gastos innecesarios.

RESUMEN

Esta tesis abarca el estudio de calderos, su evaluación del estado mecánico estructural de los componentes a través de técnicas no destructivas, calderos que se encuentran operando en un periodo de regular tiempo, para garantizar la fiabilidad de los mismos, pasando por labores de ingeniería, tales como inspección e integridad de componentes, asimismo muestra el procedimiento a seguir en cada uno de los trabajos de inspección, detalle de la frecuencia de monitoreo del componente que más fallas obtiene como son las tuberías del caldero, Da a conocer diferentes discontinuidades, determinar vida remanente, espesores si se encuentran cerca o inferior al espesor admisible y cuáles son las secciones críticas en el equipo.

Estas actividades garantizan que los componentes del caldero sean inspeccionados y reemplazados oportunamente para prevenir fallas a componentes, accidentes a personas, con tareas y procedimientos de inspección y el acatamiento de diversas normas, asimismo la programación de inspecciones de cada equipo.

El resultado del presente permitirá realizar un mantenimiento adecuado y preciso así como el departamento de ingeniería tener una buena base de datos y un buen análisis si los elementos requieren ser sustituidos por presentar una integridad mecánica aceptable para continuar en servicio. El trabajo implico desarrollar una investigación de tipo descriptiva y Tecnológica.

ABSTRACT

This thesis includes the study of the Boilers, structural evaluation of the mechanical condition of the components through non-destructive techniques, boilers that are operating in a period of regulation, to ensure the reliability thereof, through engineering tasks such as inspection and integrity of components, also shows the procedure to be followed in each of the inspection work, detailed monitoring frequency component obtained as more failures are the pipes, Introduce different discontinuities, determine the remaining life, if thicknesses are close to or below the permissible thickness and which sections are critical in the team.

It is these activities ensure that the components of the boiler to be inspected and replaced promptly to prevent failures to components, accidents to people, With tasks and inspection procedures and compliance various standards, also scheduling inspections of each team.

The result of this will enable a proper and accurate maintenance as well as the engineering department, have a good database and a good analysis if the elements need to be replaced to present an acceptable mechanical integrity to continue in service. The implied working to develop a descriptive research and technology.

CAPÍTULO I: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

I. PLAN DE INVESTIGACIÓN

1.1. SITUACIÓN PROBLEMÁTICA

1.1.1. A nivel Internacional.

Al observar el reporte de incidentes de calderos preparado por la *National Board* de USA, se analizó las causas más frecuentes de accidentes y las alternativas para disminuir su ocurrencia.

La Asociación Nacional de inspectores de Calderos y Recipientes a presión es una organización que tiene por objetivo dictar las pautas para brindar la apropiada seguridad e integridad de los componentes de calderos y recipientes a presión así como de personas que los operan. Se trata de conseguir, la uniformidad de la construcción (estandarización), instalación, reparación, mantenimiento e inspección de los equipos Industriales. La tabla N° 1, muestra el resultado de la investigación de Incidentes en calderos. (Accidentes en Calderos)

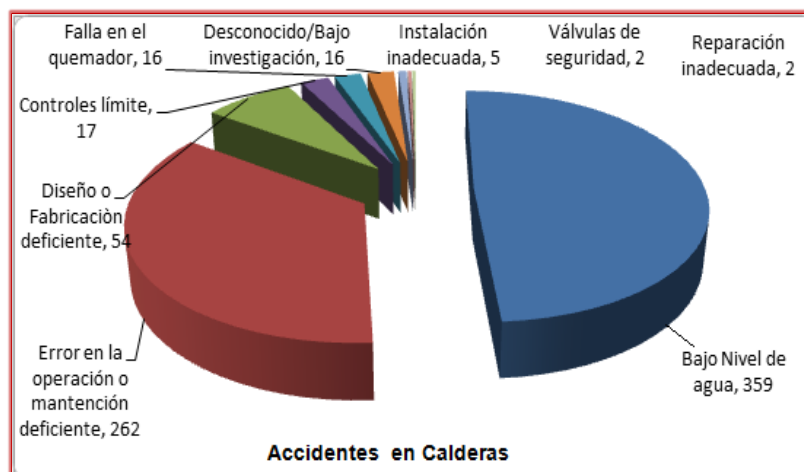
TABLA N° 1: ACCIDENTES CALDEROS

Causa del accidente	Número de accidentes	Porcentaje
Bajo Nivel de agua	359	49.0%
Error en la operación o mantención deficiente	262	35.7%
Diseño o Fabricación deficiente	54	7.3%
Controles límite	17	2.3%
Falla en el quemador	16	2.2%
Desconocido/Bajo investigación	16	2.2%
Instalación inadecuada	5	0.6%
Válvulas de seguridad	2	0.35%
Reparación inadecuada	2	0.35%
Totales	733	100%

Fuente: (National Board of Boiler and Pressure Vessel).

Como se observa la mayor frecuencia de accidentes se relaciona con una deficiente operatividad, errores humanos traducidos en el bajo nivel de agua y otros errores operativos, con índices mucho menores, figuran los accidentes asociados a deficiencias en el diseño/fabricación y fallas en los controles y los quemadores, que constituyen también errores humanos pero cometidos desde el área de mantenimiento y diseño. Es altamente probable, que si existiese un registro en todo un País, los porcentajes serían muy parecidos a los de Estados Unidos.

Figura N° 1: Gráfico de Accidentes en Calderos



Análisis del tipo de accidentes

A. Accidente por bajo nivel de agua

Los accidentes por bajo nivel de agua son probablemente los más peligrosos, ya que pueden traducirse en fallas catastróficas con daños en infraestructura y muchas veces llegan a consecuencias irreparables. Las causas más frecuentes de este tipo de falla se deben a la obstrucción del sistema neumático que controla por presión la instrumentación del componente de nivel, de ahí que el mantenimiento

de estos componentes debe hacerse regularmente según un programa establecido.

Al operar en una condición de bajo nivel de agua, las superficies de transferencia de calor ya no son refrigeradas y se sobrecalientan, produciéndose una pérdida en su resistencia mecánica y salen dañadas.

Fuente: (National Board of Boiler and Pressure Vessel Insp. USA).

Figura N°2: Deformación y explosión en el fogón del caldero



En la figura N°2 es posible observar el fogón de un caldero totalmente deformado producto de la operación con un bajo nivel de agua.

B. Accidente por operación o mantención deficiente

Los accidentes asociados a una operación o mantención deficiente, tienen relación con una mala capacitación del personal a cargo de un equipo tan delicado como un caldero y muchas veces al ahorro mal entendido en recursos de mantención. Uno de los problemas más frecuentes es la inyección de agua de alimentación deficientemente desmineralizada. En la fig. N° 3 es posible observar en el lado agua de un caldero totalmente incrustada. **Fuente: (National Board of Boiler and Pressure Vessel Insp. USA).**

Figura N°3: Incrustaciones en lado agua en caldero.



1.1.2. A nivel Nacional

Los calderos de vapor en el Perú representan un importante sector consumidor de energía y productor de emisiones, debido principalmente al uso de residuales.

El uso de gas natural podría significar un medio de reducir costos. Emisiones e incrementar la eficiencia de los calderos de vapor, por lo cual vale la pena evaluar la factibilidad, de la conversión a gas.

Según el Análisis de componentes no Estructurales, en el hospital regional de Trujillo –Trujillo/MINSA existe un caldero operativo el cual trabaja 12 horas al día, la operatividad del equipo se realiza en forma manual por lo que el peligro es inminente.

La antigüedad promedio de los calderos industriales, según Víctor Arroyo Ch. de CINYDE SAC es 24 años aunque existen calderos (27.9%) que tienen una antigüedad entre 3 y 12 años. (Fuente (MINSA 2008) Resumen de la Evaluación de los componentes)

1.1.3. A nivel Local

En el ámbito Regional, las refinerías de petróleo trabajan cumpliendo la legislación nacional desde 1993, están certificadas bajo las normas internacionales ISO 9001 (calidad) ISO 14000 (ambiente) y OSHAS 18000 (salud ocupacional). Con ello se asegura la calidad de la materia prima y los productos, la salud del trabajador, la seguridad de los equipos y personal. Lo que permite lograr una excelente productividad. Por citar, Refinería Talara, el año 2013 logró la medalla de oro en el Certamen Premio Nacional a la Calidad.

Por otro lado, la globalización, amplía las fronteras del conocimiento, e involucra a todos los países a una actuación acorde con el desarrollo.

Por regla general, toda Planta Industrial, y de ello no se escapa las refinerías de petróleo, requieren cada cierto tiempo efectuarles una repotenciación y ello se logra mediante los mantenimientos generales, con Planta fuera de servicio. El grupo de inspección de equipos determina el grado de envejecimiento de los materiales y la necesidad de reparación o reemplazo. Mediante estos programas se logra operar un equipo por largo tiempo, efectuando reparaciones menores hasta que la estructura amerite el reemplazo de todo el equipo. Otro tema importante de cambio es la obsolescencia del equipo.

1.2. Formulación del Problema:

¿Cómo efectuar una evaluación del estado mecánico estructural de los calderos en Refinerías?

Mediante el uso de técnicas no destructivas y la aplicación de procedimientos de inspección para controlar, dar seguimiento y mejorar las evaluaciones que se puedan utilizar para prevenir y detectar las fallas.

1.3. Objeto de Estudio y Campo de Acción

El objeto del estudio de este proyecto está constituido por los componentes estructurales, (accesorios y equipo auxiliar) más importante de los Calderos de Refinerías, los cuales se encuentra con un mayor tiempo de acuerdo a su vida útil, por distintas causas, que conjuntamente con su sinergia provocan en los materiales diferentes efectos tan es así que se hacen responsables de la fragilización haciéndolo más propenso a las discontinuidades, lo que permite la aplicación extensiva de técnicas no destructivas.

1.4. Delimitación de la Investigación

Empresa: Petroperú S.A. Calle 400 Refinería Talara Piura.

CALDERO FB-1 CO - CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DEL CALDERO



Figura N° 4. Al fondo se observa la parte posterior del caldero CO (indicado por la flecha)



Figura N° 5 Escaleras de acceso y Plataformas de la Parte Frontal del Caldero CO

Tabla N° 2

Tipo	 MITSUBISHI Tubos de agua de dos tambores (Circulación Natural) (Modelo VU-60)
Numero dela Unidad	Un Juego
Generación de Vapor	Máximo Régimen Continuo 132,000 lb/hr
Diseño de la presión de Vapor	670 psig
A la Salida del supercalentador	600 psig
Temperatura del vapor a la salida del sobrecalentador	Máximo : 700° F Normal : 635° F (Coeficiente del gas CO)
Temperatura agua de Alimentación	240° F
Combustible	(1) Gas monóxido de Carbono. (2) Otros: butano, mezcla gas natural y propano.
Temperatura del aire-ambiente	Máxima : 90° F ; Mínima : 59° F
Sistema de Tiro	Tiro forzado
Sistema de encendido	(1) Encendido mixto con gas CO y combustible (2) Encendido exclusivo del combustible
Evaporación mínima	Al régimen Normal del 108,000 lb/hr gas CO

CALDERO BABCOCK WILCOX CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO



Figura N° 6. Caldero Babcock & Wilcox BW - 706



Figura N° 7 Complementos del Caldero Babcock & Wilcox

EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS

Tabla N° 3

Fabricante :	Babcock & Wilcox-USA
Modelo/Serie	Fm-101-88 / 201-2913-0718
Capacidad	Diseño: 65,000 lb/hr Normal: 60,000 lb/hr
Presión de Diseño	250 psig
Temperatura de Diseño	700° F
Presión de operación	135 psi
Temperatura de vapor	406° F
Superficie de calentamiento	6,010 pies ²
Número de tubos	1300 unid.
Diámetro de Tubos	2 pulgadas
Material de Tubos	SA-178 A
Presión de asiento	Válvula Sur 165 psi Válvula Norte 170 psi
Tubos de zona radiante accesibles	300 unid.

CALDERO APIN - CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO



FIGURA N° 8 Parte frontal del Caldero APIN



Figura N° 9 Tambor de agua y quemador del caldero APIN OB-1 (vapor de 600 psi)

Tabla N° 4

Nombre	Caldero Convencional APIN
Modelo/Serie	21M OBR-46078 / N° 1118
Diseño	MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, LTD Japón
Fabricante /Año de Fabricación	APIN DEL PERU / 1974
Tipo	Tubos de agua de dos tambores
Generación de vapor Régimen continuo, máximo	110,000 lb/hr
Potencia	3,758.5 HP
Presión de vapor a la salida del sobrecalentador	700° psig de diseño 600° psig de trabajo
Temperatura de vapor a la salida del sobrecalentador	700° F Máximo 600° F Normal
Calor generado	125'818,000 BTU-hr
Temperatura del agua de alimentación	240° F Normal

Combustible	(1) Mezcla gas Natural y gas ácido. (2) Gas Natural de Campo. (3) Gas ácido de Unidad Craqueo Catalítico. (4) Gas Licuado de Petróleo			
Admisión de aire	Tiro Forzado			
Temperatura de aire	90° F Máximo - 59°F Mínimo			
Sistema de encendido	Bujía, Piloto y quemador			
Superficie de Calentamiento:				
• Por Radiación	1,023 pies²			
• Por convección	8,560 pies²			
• Sobrecalentador	505 pies²			
• Total	10,088 pies²			
Volumen del horno	1,691 pies²			
Ubicación de Tubos	Cantidad	Diámetro exterior	Espesor	Material
Zona Radiante	384 pies²	2 pulg.	0.105 pulg.	ASTM-A-178Gr.A
Zona convectiva	908 pies²	2 pulg.	0.105 pulg.	ASTM-A-178Gr.A
Sobrecalentador	13 pies²	2 pulg.	0.165 pulg.	ASTM-213Gr.22

1.5. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

Con la finalidad de garantizar la fiabilidad y la operación de los calderos evitando interrupciones en los procesos productivos, así como futuras pérdidas que conlleven a la planta a innecesarios gastos, es importante la aplicación de técnicas de Ensayos no destructivos.

Es por esta razón que en el presente estudio se considera realizar **la evaluación del estado mecánico estructural de Calderos para determinar las fallas mediante ensayos no destructivos.**

1.6. Objetivos:

1.6.1 Objetivo general.

Establecer una metodología para determinar el estado mecánico estructural de los componentes de calderos, precautelando la integridad, seguridad y extensión de la vida útil, a través de técnicas no destructivas en cumplimiento de normas vigentes.

1.6.2 Objetivos específicos.

- a. Establecer el componente crítico con mayor frecuencia de fallas, es decir evaluar las tuberías de los calderos, para brindar un buen servicio.
- b. Proponer una metodología a través de un plan de inspección que permitirá detectar discontinuidades a las tuberías de calderos demostrados en base a la aplicación de ensayos no destructivos, códigos, normas y así garantizar la calidad funcional de dicho componente.
- c. Conocer los tipos de corrosión, afectaciones y las normas vigentes aplicables a las tuberías de proceso para su inspección y reparación, así como la investigación de información relacionada en base a hechos históricos de la Empresa.
- d. Contribuir a la investigación tecnológica de los Calderos en las Refinerías.

1.6.3 PLANOS: Ubicación de La Provincia de Talara, Ubicación de la Refinería de Talara y Ubicación de los Calderos en la Refinería
(Fuente: Google earth Talara Virtual).

Figura N° 10



Figura N° 11



Figura N° 12



CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

II MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de la investigación:

2.1.1 A Nivel Internacional

Los principales mecanismos que limitan la vida de diseño de una central de energía son el Envejecimiento y el desgaste de sus partes o sus componentes. Los materiales envejecen por distintas causas; tales como tratamientos térmicos, tensiones, fatiga térmica, corrosión etc. Dichas causas, y su sinergia provocan en los materiales diferentes efectos como por ejemplo: generación de dislocaciones, migración de elementos de bajo punto de fusión al límite de grano, etc. Cada una de estas causas, aunque a través de distinto mecanismo, es responsable de la fragilización del material haciéndolo más propenso a la ruptura (Acosta Iborra & (<http://oa.upm.es/810/>), 2001).

La evaluación del envejecimiento de materiales normalmente requiere la aplicación de ensayos. Cabe resaltar que en base a estos razonamientos la investigación en el campo de la evaluación del envejecimiento de materiales debería centrarse en el desarrollo de las técnicas de ensayo no destructivas más prometedoras, utilizando estas técnicas podría realizarse el seguimiento y la inspección, reduciendo incertidumbres sobre su comportamiento mecánico durante la operación y periodos transitorios (Acosta Iborra & (<http://oa.upm.es/810/>), 2001).

-En la experiencia con la fabricación *Watlow*, la cual proporciona una fabricación, con homologación de las secciones I y VIII de ASME, se

puede hacer en acero aleaciones de aceros inoxidable, níquel, u otros materiales como Hastelloy, titanio. Grúas pesadas, elevadores y zonas de prueba de grandes dimensiones permiten la fabricación y comprobación de calefactores de gran tamaño. (www.watlow.com, (Watlow Electric Manufacturing Company)).

-De acuerdo a la evaluación de la integridad mecánica de equipos estáticos la empresa Pemex a través de **SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS** ejecuta actividades como:

- a) Determinar el procedimiento de evaluación, b) Recopilación y análisis de información, c) Evaluación del deterioro, falla y/o defecto,
- d) Determinar vida útil remanente, e) Determinar la probabilidad de falla, cuando es requerida. f) El programa de inspección o monitoreo futuro para el servicio.

Para Identificar el mecanismo deterioro o defecto de equipos estáticos se determinará el estado actual. (NRF-223-PEMEX-2010 & www.pemex.com.mx).

2.1.2 A Nivel Nacional

En el Seminario Internacional Aplicaciones para la utilización del gas natural y su seguridad, como Tema “situación de los calderos en el Perú” el expositor de la Empresa Cinyde Sac. Manifiesta: En el Perú el 84% son calderos Pirotubular y el 16% calderos acuatubular, Los calderos pirotubulares tienen una potencia promedio de 434 BHP, mientras que los acuatubulares 1123 BHP. El mayor número de estas empresas satisfacen adecuadamente las necesidades del mercado

industrial en los diferentes sectores de la economía, contribuyendo al desarrollo y despegue de la industria nacional. (Ing Victor Arroyo Ch de Cinyde Sac, [www.cinydesac.com/present/situacion de calderos en el <peru.pdf;](http://www.cinydesac.com/present/situacion%20de%20calderos%20en%20el%20peru.pdf))

2.1.3. A Nivel Local

La función principal de Servicios Industriales de Refinería Talara es proporcionar los servicios de agua, aire y vapor a los diferentes equipos de las Plantas. Dicha Planta de Generación cuenta con tres calderos acuatubulares: Uno de ellos es para producir vapor de 125 psig (Caldero Apin). y el otro caldero para producir vapor de 600 psig.(Caldero CO), también ingresa la producción de las calderetas F-E2A/B y V-E3A/B de FCC), cuya producción es alimentada a la red como suministro de calor, para los calderos se usa gas natural.

El abastecimiento de agua de alimentación a los calderos proviene de 2 deareadores (O-V701, para los de 125 psig y F-V5, para los de 600 psig), el agua es acondicionada para tener un mínimo contenido de O₂, CO₂ y temperatura de 230 °F (Manuales de operacion, calderos pertenecientes a Petroleos del Peru).

2.2. ESTADO DE ARTE

2.2.1. EN DETERMINADOS EQUIPOS E INSTALACIONES DE LOS CALDEROS EN EL ÁMBITO INTERNACIONAL.

-La selección de un método eficaz para una evaluación no destructiva requiere, una comprensión clara del problema que debe solucionarse.

Posteriormente es necesario distinguir de entre los posibles métodos (NDE) aquellos que sean más adecuados para el problema en cuestión

En el marco de esta Tesis la selección del método de NDE se presenta mediante una revisión de la documentación técnica existente, cuyas conclusiones representan un "estado del arte" de las técnicas de Ensayos no destructivos (NDT).

Existen varias formas de comparación de los métodos NDE seleccionados en la realización de un estado del arte, sin embargo no hay ningún sistema de comparación plenamente aceptable, porque los resultados dependen en gran medida de la aplicación a la que están destinados (Acosta Iborra & (<http://oa.upm.es/810/>), 2001).

-Los sistemas avanzados de automatización y control de la combustión en calderos son capaces de reducir grandemente los costos y proveer recursos para una mayor flexibilidad en la administración y control de la planta. (Tesis, Diseño de un sistema Scada para la caldera Pirotubular Vertical, 2012).

-A título de ejemplo se citan algunas empresas: Alsto, Atocina, BP, Shell, Tecnocoating s.a, G.E, Trapil, etc.que aplican Inspección y ensayos no destructivos, desde la más avanzada tecnología de recolección de datos para software innovador que permite la colaboración a distancia, GE ofrece una gama completa de los ensayos no destructivos (END) soluciones y equipos: tomografía computarizada, inspección visual, Ultrasonidos digitales y portables, radiografía computarizada y digital, en el caso de la radiografía digital, se necesita

menos tiempo de exposición, no se requiere revelado y conseguiremos un gran ahorro de tiempo (www.geit.com).

Observando algunos equipos modernos tenemos:

Figura Nº 13

EQUIPO PARA INSPECCION FINAL DE SOLDADURA



REG-OFF está diseñado para la inspección final del cordón de soldadura ERW / HFI tubo de acero soldado. El sistema incorpora capacidades de pruebas ultrasónicas necesarias para satisfacer diversas normas API, incluyendo API-5L y API-5CT. Además de soldar inspección costura. El REG-OFF está disponible con la opción de capacidad de inspección de cuerpo completo GKP. Esta función adicional permite la doble operación de costura de soldadura e inspección de cuerpo completo de dos tubos en paralelo a velocidades de producción que cumplan el requisito de API-5CT.

Figura Nº 14

EQUIPO AUTOMÁTICO ULTRASONIDO

Tanques de inmersión 1000 Modular ultrasónico C-scan-muct



La serie muct-1000 es una plataforma de inspección de nuevo desarrollo automático por ultrasonidos C-Scan. Se utiliza un enfoque único de diseño modular para proporcionar diferentes configuraciones de escaneo para diferentes tipos de piezas de prueba. Cada componente opcional es independiente de la función y se integra en el marco básico. Este sistema flexible no solo satisface diversos requisitos de inspección, sino que también logra el equilibrio perfecto en términos de funcionalidad, rendimiento y costo.

Sistemas de inspección Moderna para Calderos.

General Electric ofrece métodos de detección de disminución de espesores y fallas en tubos metálicos y no metálicos. Los recipientes bajo presión, Tuberías y equipos: Por MFL (Pérdida de flujo magnético), UT robotizado con scan, Intercambiadores y calderos por los sistemas de inspección de tubos por: **RFET** (*Remote Field Electromagnetic*

Technique) para tubos ferromagnéticos. **HSECT** (*High Speed Eddy current Technique*) para tubos no ferromagnéticos; **IRIS** (*Internal Rotary Inspection System*) Para Tubos ferromagnéticos y no ferromagnéticos.

Inspección externa en paredes tubulares de calderos por sistema MFL. Permite inspeccionar desde el exterior sin necesidad de andamiajes que retrasan los tiempos de parada, sistema novedoso **crawler** que se trepa por las paredes de tubos inspeccionando hasta cuatro tubos a la vez y entrega una adecuada información. (www.tecnocooating.com.ar).

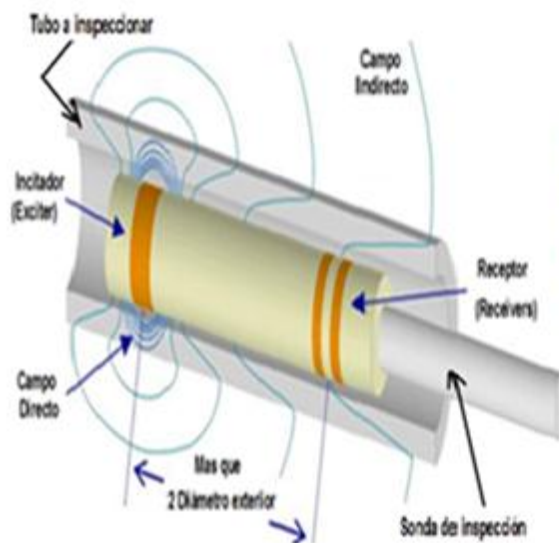


FIGURA Nº 15

SISTEMA DE INSPECCIÓN DE TUBOS

Por RFET las variaciones del campo remoto generadas en la sonda de inspección, son traducidas por el sistema mediante la unidad electrónica de alta complejidad a información simple y sencilla de ser interpretada por los operarios.

De esta manera el sistema nos permite determinar con total precisión y confiabilidad la cuantificación y localización de las fallas para su posterior informe a cliente de estado del entubado

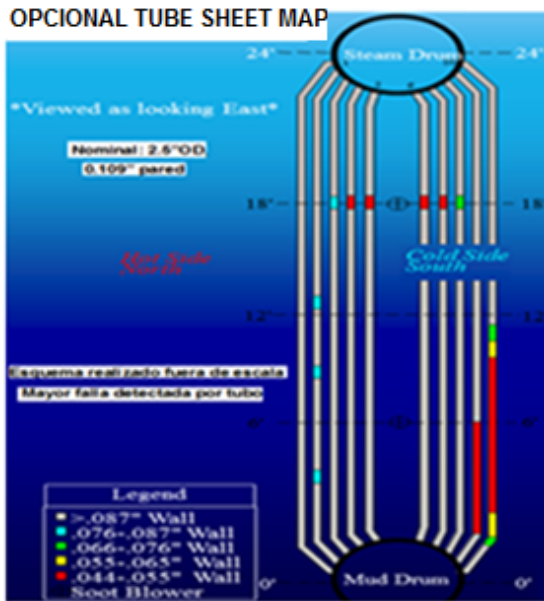


FIGURA Nº 16

Con estos equipos se permite tener una inspección certera y precisa de estado de cada equipo y las fallas que presentan, se puede determinar el taponamiento del entubado sin riesgo de fallas en el equipo ni paradas inesperadas, permiten fiabilizar los procesos de producción manteniendo los equipos operativos con tal certeza, determinan mejoras en el proceso para una vida útil de los mismos y mejora en el rendimiento, es posible determinar la tasa de corrosión conociendo la máxima falla detectada, el porcentaje de tubos afectados a ese porcentaje (www.tecnocoating.com.ar). En el informe final de inspección del haz convectivo de la caldera es entregado un gráfico de elevación en el cual se indica la sección de tubo que se encuentra afectado a un determinado porcentaje de pérdida de espesor.

En Europa, el mantenimiento de todos los equipos mencionados los regula el Reglamento de Equipos a Presión (REP).

El Reglamento de Instalaciones Térmicas relativa a la eficiencia energética de la Planta y basado en las normas, establece entre uno de sus objetivos la evaluación del estado de Instalaciones de generación de calor equipadas con calderos de más de 15 años de antigüedad mediante la inspección.

Efectuada la Inspección para instalaciones de generación de calor, el ratio del consumo de combustible de la instalación será recalculado en cada Inspección Periódica, pasando los resultados y la evolución de este valor a formar parte de la documentación técnica de la instalación (**Procedimiento de inspeccion periódica para calderas** <http://www.idae.es>).

2.2.2. EN DETERMINADOS EQUIPOS E INSTALACIONES DE LOS CALDEROS EN EL ÁMBITO NACIONAL

De acuerdo a la tecnología en nuestro país a los ensayos no destructivos, igualmente ha llegado la era digital, consiguiendo una auténtica revolución dentro del sector del control de calidad.

Con esta nueva tecnología ofrece al mercado, los siguientes equipos: para Inspección Visual Digitalizada, Radiografía Digital, Servicios de Inspección Digitales, Ultrasonidos Phase Array, videos acústicos y equipos integrados con sistemas B/C/D Scan. (www.geit.com).

2.3. Bases Teórico-Científicas:

2.3.1. Terminología y Definiciones en Calderos (American Society of Mechanical Engineers N. Y., calderas, ABMA, A.S., & Kohan).

Es significativo tomar términos y definiciones para aclarar el lenguaje sobre el tema de Calderos.

Agencia de Inspección autorizada: Es la Agencia de inspección aprobada por la autoridad legal apropiada de un estado en EEUU, que ha adoptado una sección del código ASME que ha sido acreditada.

Amplitud: En la pruebas de ultrasonidos, es la altura del impulso.

Ampolla: Distorsión local o abombamiento hacia el exterior producido por la presión interna sobre la pared de un tubo.

Arrastre: Es la humedad y sólidos arrastrados que forman una capa de burbujas de vapor y dan como resultado el espumado del caldero.

Atemperador: Aparato para reducir y controlar la temperatura de un sobrecalentador de vapor o de un fluido.

Bypass de control de temperatura: Control de la temperatura del vapor o del aire por desviación de parte del caudal del medio calefactor pasando por encima de la superficie de absorción.

Calentador o Precalentador de aire: Aparato de transferencia de calor por medio del cual pasa el aire y se calienta mediante un medio a mayor temperatura, como el vapor o gases de la combustión.

Calidad de vapor: Porcentaje en peso del vapor en una mezcla de vapor y agua.

Caloría: La caloría es el 1/100 del calor requerido para elevar la temperatura de 1 gr de agua desde 0° a 100° C a presión atmosférica.

Carga térmica. Es la cantidad de calor aprovechado por el agua hasta lograr su evaporación y sobrecalentamiento, si es que lo tiene.

Cierre de tubos: Agujero en chapa en el lado opuesto al final de los tubos de agua en un colector de calderos usado para inspección.

Colector: Tubo cilíndrico de distribución que suministra a un número de líneas o tubos menores conectados a él.

Combustión: Combinación química del combustible (La parte que arde) con el oxígeno del aire suministrado al proceso. Las temperaturas pueden estar entre 1.850 y más de 3000 °F (1000 y 1650°C).

Compuerta: Dispositivo para introducir una resistencia variable para regular el flujo volumétrico de gas o aire. Tipo mariposa, tipo deslizante.

Conductividad: La cantidad de calor (BTU o kcal) transmitida en una hora a través de 1 pie² (1m²) de un material homogéneo de 1" (1cm) de espesor para una diferencia de temperatura 1° F (1°C) entre las dos superficies del material.

Control: Un dispositivo diseñado para regular el combustible, aire, agua, vapor o suministro eléctrico del equipo controlado.

Convección: Es la transmisión del calor por circulación de un líquido o gas, como el aire, la convección puede ser natural o forzada.

Corrosión: Desgaste y desprendimiento de material como consecuencia de una acción química. En un caldero, usualmente está producida por la presencia de O₂, CO₂ o algún ácido.

Corte del agua de alimentación combinada: Es un dispositivo que regula la aportación de agua al caldero de combinación con el corte de combustible por nivel bajo de agua

Corte por bajo nivel de agua: Dispositivo para cortar el quemador en condiciones inseguras del nivel del agua del caldero.

Crepitación: La tensión o esfuerzo dependiente del tiempo influida por la temperatura de un material sometido a tensión. (Creep=fluencia lenta)

Defecto: Discontinuidad de magnitud suficiente para ser rechazada por las normas o especificaciones.

Desgaste: Es la pérdida de material que sufren las paredes de la tubería, recipientes a presión, por abrasión o acción corrosiva.

Eficiencia Térmica de una Caldero: Es el porcentaje del calor total suministrado por el combustible que es cedido al agua.

Entalpia: Propiedad térmica de un fluido que es una función de estado y se define como la suma de la energía mecánica potencial almacenada y la energía interna. (BTU/lb o Kcal/kg).

Erosión: Es un desgaste del refractario o pieza del metal por la acción de las escorias o cenizas volantes.

Espesor mínimo requerido por condiciones estructurales de seguridad del componente (t): Es el espesor mínimo requerido considerando la compensación debido a cargas externas.

Fragilidad: Corrosión intercrystalina de la placa del caldero que tiene lugar en zonas sometidas a elevadas tensiones puede originar agrietamiento y rotura del material.

HP de Caldero: Se emplea el BHP de caldero para designar el tamaño de un caldero en base a la superficie de calefacción, que según la ASME es de 10 pies cuadrados/para generar 34.5libras de vapor.

Pasivado: Formación de película en la superficie interna de la tubería, con la finalidad de proteger a la capa de ésta.

Penetrámetro: En radiografías y técnicas NDT, un dispositivo que se emplea para obtener pruebas o evidencias en la radiografía.

Presión de diseño: Es la presión máxima a la que se puede operar un sistema de la instalación por diseño.

Presión máxima permisible de operación: Es la presión máxima a la que un componente puede ser operado.

Radiante: Aplicado al calor, que tiene la propiedad que permite el calor transmitirse por rayos similares a los de la luz.

Referencia Estándar: En trabajo NDT, referencia utilizada como base de comparación o para calibrar en procedimiento de ensayo.

Sobrecalentador: Una serie de tubos expuestos a los gases a elevadas temperaturas o al calor radiante.

Sólidos en suspensión: Sólidos no disueltos en el agua del caldero.

Temperatura de combustión. Es la medida del calor o energía térmica de la reacción de las partículas del combustible - aire. (Temperatura a la cual se produce la combustión del combustible)

Tiro: Diferencia entre la presión atmosférica y alguna presión menor
Corriente de aire en el caldero, necesaria para la combustión

Tiro Forzado: Sistema que hace entrar aire al caldero mediante ventiladores.

Transductor: Utilizado en ensayos de ultrasonidos, es un dispositivo electroacústico para convertir energía eléctrica en energía acústica.

Vapor normal. Es la masa de vapor que se obtiene con una cierta cantidad de calor, vaporizada partiendo como líquido saturado hasta llegar a vapor saturado. El calor requerido o calor latente por cada Kg de agua es de 2,257 KJ/Kg.

2.3.2. ASPECTOS GENERALES SOBRE CALDEROS

Cuando el agua está hirviendo, el vapor y el agua tienen la misma temperatura. Ésta se conoce como temperatura de saturación. Aunque la temperatura de saturación permanece constante, se debe agregar calor para transformar el líquido en vapor. Esta cantidad de calor se conoce como calor latente de vaporización.

Si el vapor producido está libre de agua a la temperatura de ebullición, se dice que es un vapor seco y saturado. Cuando el vapor contiene líquido se llama húmedo. Si el vapor se calienta sobre la temperatura de ebullición se dice que es vapor recalentado (sobrecalentado).

El término “caldero” se aplica a un equipo para generar vapor, dentro de una instalación industrial el cual se utiliza para fuerza, procesos industriales o calefacción. (Kohan de Mc Graw Hill).

2.3.3. CLASIFICACIÓN DE CALDEROS

Los calderos se clasifican basándose en algunas de las características siguientes:

Por su uso: móviles y estacionarios, Por presión: Baja, mediana y alta presión, Por materiales de que están contruidos, Por su tamaño, Por su contenido de los tubos: Calderos pirotubulares y acuotubulares.

Por su forma y posición de los tubos, Por el sistema de circulación: Circulación Normal y circulación forzada. Los más conocidos:

a) Por su presión: Calderos de baja presión: se encuentran en el rango de la presión del vapor producido de 0 a 125 psig. (8.75 kg/cm²).

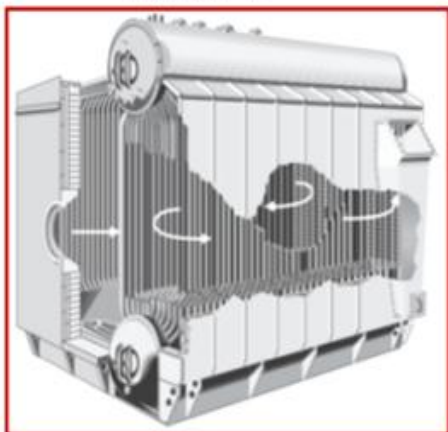
Calderos de mediana presión: tienen un límite máximo de la presión del vapor producido de 750 psig. (52.5 kg/cm²)

Calderos de alta presión: mayores del vapor producido de 750 psig..

b) Por el contenido de los Tubos: Pirotubulares y acuotubulares.

Calderos pirotubulares: Estos son calderos dotados de tubos rectos, rodeados de agua y a través de cuyo interior pasan los gases de combustión. Estos tubos se instalan normalmente en la parte inferior de un tambor sencillo o de un casco, por debajo del nivel de agua.

Figura N° 17



Calderos acuotubulares. En estos calderos los tubos contienen en su interior el vapor o el agua, mientras que el fuego es aplicado en la superficie exterior de los mismos. Los tubos generalmente unidos a uno o más domos, se disponen ya sea paralelo al

eje del caldero o en ángulo recto con respecto al mismo. Los domos van colocados horizontalmente. Los tubos pueden estar colocados horizontales, verticales o inclinados. (Kohan de Mc Graw Hill). Ver Figura 17

2.3.4. CONEXIONES MÍNIMAS Y PARTES DE UN CALDERO

Figura N° 18

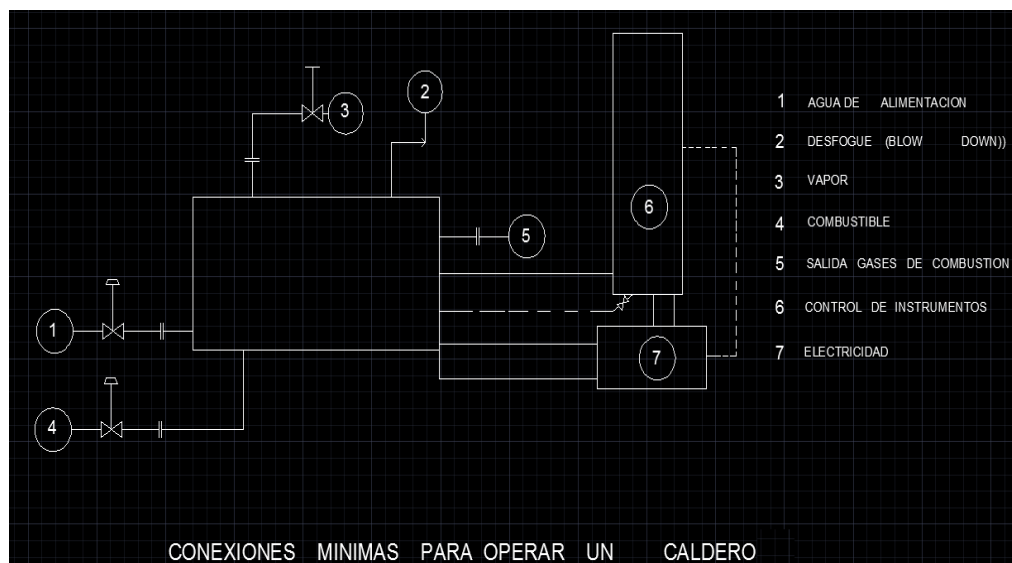


Figura N° 19 (FUENTE: Manual de Operación Caldero Babcock & Wilcox)

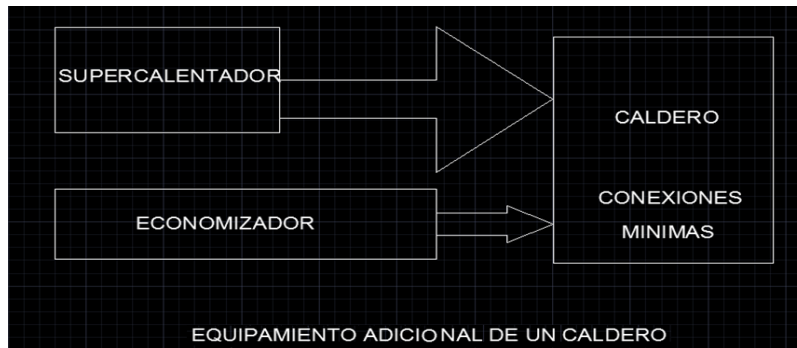
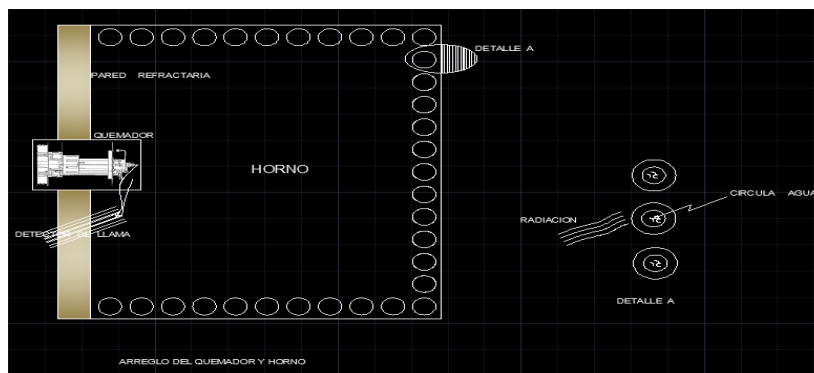


Figura N° 20 (FUENTE: Manual de Operación Caldero Babcock & Wilcox)



PARTES DE UN CALDERO

a) Sistema Térmico.

Hogar o cámara de combustión. Es la parte del caldero donde se quema el combustible; a lo largo de él se extiende la llama.

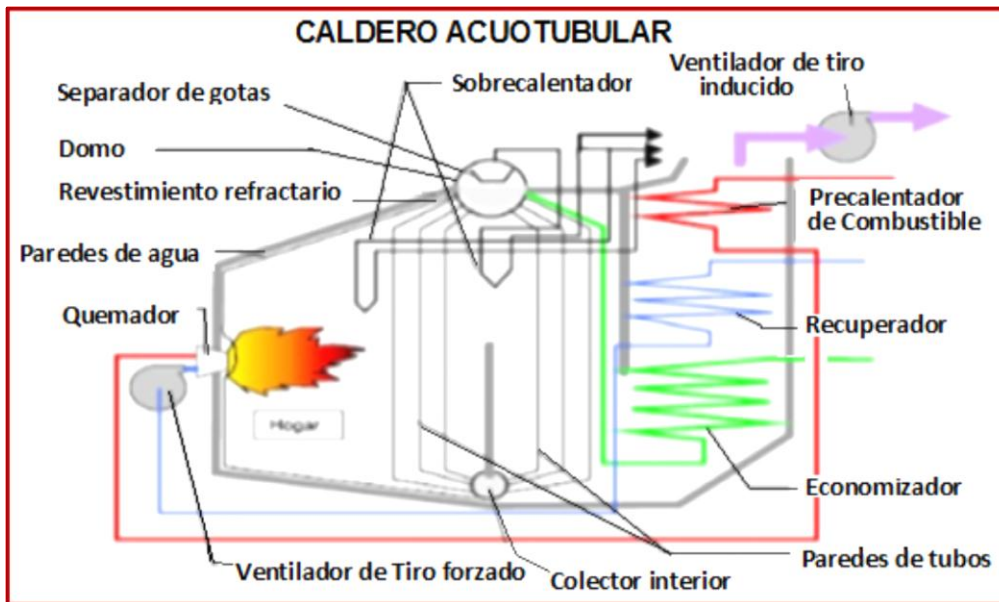
Cámara de vapor. Es el espacio

ocupado por el vapor en el interior del caldero, en él debe separarse el vapor del agua que lleve una suspensión.

Figura N° 21 Hogar



Figura N° 22 Partes de un Caldero Acuotubular



Quemador. Da seguridad al servicio. De combustible de tipo atomización por presión, completamente modulante, con encendido por gas-electricidad y célula fotoeléctrica para el cierre de combustible, caso de que fallase la llama. (Ver figura N° 23).

Economizador: Es una serie de tubos situados en el camino de los gases de combustión. (Ver figura N° 22).

Figura N° 23



Figura N° 24



Piloto. Pequeño encendedor que se usa para encender el quemador (ver figura N° 24)

Aislación. Es una capa de lana mineral, para evitar pérdidas de calor

Chimenea. Conducto vertical por el cual se expulsan los humos de la combustión.

Ventilador de tiro forzado. Ventilador que suministra aire a presión al equipo de combustión de los calderos. Ubicado a la entrada del ducto.

Ventilador de tiro inducido. Actúa sobre los gases residuos de la combustión ayudándolos a salir por la chimenea ver fig. N° 26.

Calentador Des-aireador: calentador del agua de alimentación, diseñado para calentar el agua y expulsa O_2 y CO_2 .

Dámper. Sirve para regular la cantidad de aire en el proceso de combustión.

Figura N° 25



Figura N° 26



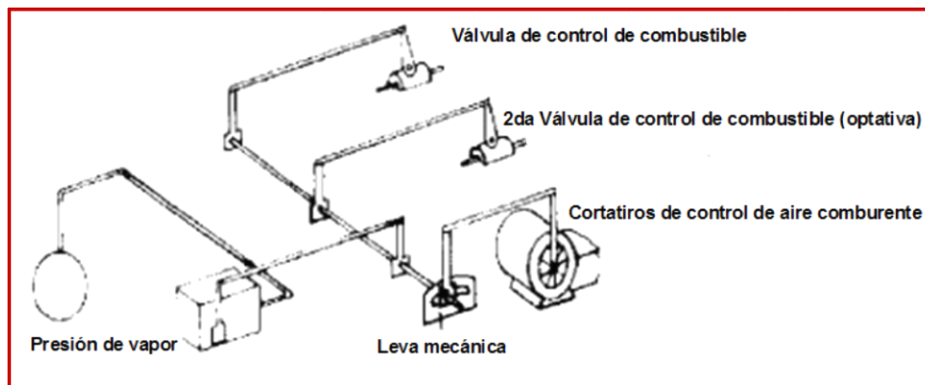
b) Sistema de control Mecánico- Eléctrico.

La Variable primaria a controlar es la presión de vapor, la cual es medida por un presostato modulante. Dicha señal posiciona eléctricamente un motor que acciona directamente la válvula de combustible. El motor acciona a la vez una leva mecánica que mueve el cortatiros de regulación del aire carburante. Esta leva está diseñada

para mantener constante la relación aire-combustible a las diferentes marchas del caldero.

Control Neumático directo: Este sistema funciona teniendo en cuenta las condiciones de combustión.

Figura N° 27 Sistema de control



Control de encendido: Encendido de la chispa: Por filamento incandescente: Se calienta al paso de una corriente eléctrica; necesita conexión eléctrica, y el filamento es muy frágil.

Por chispa de alta tensión: Un transformador genera una tensión que produce el salto de una chispa.

Mantenimiento de la combustión, la extinción es debida casi siempre a que la mezcla aire/gas sobrepasa los límites de inflamabilidad, los dispositivos para evitar estos riesgos suelen ser:

Presostatos detectando la baja presión o alta presión de gas.

Detector de falta de aire comburente, detector de extinción de la llama, detección de falta de suministro eléctrico, Control del quemador,

encendido y/o modular la potencia; control de la bomba y el ventilador, el paro de la bomba implica calentamiento.

2.3.5. NORMATIVA UTILIZADA PARA INSPECCIÓN DE RECIPIENTES A

PRESIÓN: Las Normas a utilizar son:

API 510 Código de inspección de recipientes a presión: Mantenimiento, Inspección, Clasificación, Reparación y Alteración.

API 571 Mecanismo de falla.

API-RP 572 Inspección de Recipientes a presión Torres, Equipos.

API-RP 573 Inspección de Calderas y hornos

API 574 Prácticas de inspección de componentes sistema de tuberías.

API 576 Inspección de los dispositivos de alivio de presión.

API 577 Inspección de Soldadura y Metalurgia.

API 579-1/ASME FFS-1 Aptitud para el servicio.

API 580 Inspección Basada en Riesgos.

ASME Código Calderos y recipientes a presión (BPVC), Sección I - VIII

ASME PCC-2 Reparación de Equipos y Tuberías a Presión.

En el Perú las normas legales por INDECOPI regula lo referente a calderos: **NTP 350.016**; (Definiciones generales y Clasificación); **NTP 350.017** (Diseño y Cálculo); **NTP 350.018** (Presiones y temperaturas) **NTP 350.300-2008** (Procedimiento para la determinación de la eficiencia térmica de calderos industriales); **NTP 350-2009** (Estándares de eficiencia térmica (Combustible/Vapor).

En Europa: **ITC–MIE–AP1:** Calderos, economizadores, precalentadores.

ITC–MIE–AP2: Tuberías para fluidos relativos a calderos (1980).

Para el “Diseño y construcción de calderos” rige la norma que, por su extensión y complejidad declara en su Parte 8: Ensayos e inspecciones. Las normas **UNE-EN 729** Requisitos de Calidad en un proceso de soldadura (Normativa utilizada para recipientes a presión).

2.3.6. PRUEBAS Y EXÁMENES NO DESTRUCTIVAS (NDT)

Son disciplinas tecnológicas que reúnen una serie de métodos que permiten obtener una información sobre propiedades, estructuras y condiciones de un material o componente, asegurando la calidad, sin modificar su aptitud para el servicio.

Para efectuar reparaciones antes de que los defectos puedan producir un fallo serio, es decir detectar discontinuidades (**interrupciones en la estructura normal**) en materiales y estructuras sin destrucción de los mismos (**Detección**), determinando la ubicación, orientación, forma, tamaño y tipo de discontinuidades (**Evaluación**).

CLASIFICACIÓN DE ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (END)

De acuerdo con su aplicación, los ensayos no destructivos, nombre más comúnmente usado para las pruebas no destructivas, se divide

en: (www.sistendca.com/DOCUMENTOS/Manual; Kohan, Anthony L;)

- A. Técnicas de Inspección Superficial**
- B. Técnicas de Inspección Volumétrica**
- C. Técnicas de inspección de hermeticidad**

A. TECNICAS DE INSPECCIÓN SUPERFICIAL

Mediante éstas sólo se comprueba la integridad superficial de un material. Se aplica cuando es necesario detectar discontinuidades que están en la superficie, a profundidades menores de 3mm. Este tipo de inspección se realiza por medio de cualquiera de los siguientes ensayos no destructivos: Inspección Visual (VT); Líquidos penetrantes (PT); Partículas Magnéticas (MT); Electromagnetismo (ET); Corrientes Inducidas, Termografía, etc

1. INSPECCION VISUAL

Es una de las más importante pruebas no destructivas más utilizada para la detección y evaluación de defectos, ya que gracias a esta, se puede obtener información rápidamente, de la condición superficial de los materiales que se estén inspeccionando, con el simple uso del ojo humano. Los Requisitos son: Agudeza visual, Diferenciación de colores, amplia experiencia (Aprender el tipo de discontinuidades que pueden detectarse visualmente y cuáles son las que aparecen más.

Aplicaciones de la Inspección Visual

Inspección de partes internas de motores, turbinas, reactores y recipientes a presión; Inspección de interiores de tubería; soldaduras.

Herramientas para la inspección Visual: Lupas, Endoscopios, *Welding gage, Fillet Weld Gauge, Bridge Cam Gauge*, Fibroscopios.

Figura N° 28



Figura N° 29



Figura N° 30



SECUENCIA DE LA INSPECCIÓN VISUAL

- a. Se observa una indicación
- b. La indicación se interpreta para determinar si es relevante(indicativa de una discontinuidad o anomalía)
- c. La indicación apreciable se compara con un criterio apropiado en un código, procedimiento, especificación o requisitos del cliente elaborado por personal certificado Nivel III y se determina si excede ese límite. Si la discontinuidad excede los límites es ahora juzgada como un defecto, el cual es perjudicial al uso pretendido del componente o sistema, por lo que debe ser rechazado.

2. LIQUIDOS PENETRANTES

Esta prueba es empleada para detectar discontinuidades que afloran en la superficie. Se usa sobre materiales no magnéticos y magnéticos. El tinte penetrante contiene un tinte visible, rojo. Las indicaciones de los defectos aparecen como líneas rojas o puntos contra el fondo blanco del revelador. Es indicador de defectos superficiales.

PASOS DEL PROCESO

En la inspección se requiere normalmente de seis pasos que son:

- a. Preparación de la superficie (Libre de sustancias y seca).
- b. Aplicación del penetrante (Tiempo de penetración, tipo de penetrante, tipo de material y temperatura).
- c. Remoción del exceso de penetrante (eliminación del exceso).
- d. Aplicación del revelador (para su visibilidad, actúa como extractor del penetrante alojado en la discontinuidad).
- e. Interpretación y evaluación de las indicaciones (observación del contraste del color penetrante versus superficie del fondo blanco).
- f. Limpieza Final (terminada la inspección porque son líquidos acumulan humedad pueden causar corrosión o interferencia en el proceso-posterior) (www.sistendca.com/DOCUMENTOS/.pdf, U.N. del Comahue:

Ing. Ricardo Echevarria, & Manual de Calderas: Kohan)

Tabla Nº 5

Figura Nº 31

CLASIFICACIÓN DE LÍQUIDOS PENETRANTES POR CARACTERÍSTICAS DE USO

Penetrantes:			
A:	Penetrante fluorescente.	1	Lavables con agua.
		2	Postemulsificables.
		3	Removibles con solvente.
B:	Penetrante coloreado.	1	Lavables con agua.
		2	Postemulsificables.
		3	Removibles con solvente.
C:	Penetrante de uso dual.	1	Lavables con agua.
		2	Postemulsificables.
		3	Removibles con solvente.
D:	Penetrante para usos especiales		

Removedores:	Reveladores:
a) agua	I) Polvos secos.
b) emulsionantes	II) Dispersiones y soluciones acuosas:
c) disolventes	III) Suspensión de polvo en disolventes volátiles no acuosos.



Kit para inspección con Líquidos Penetrantes

3. PARTÍCULAS MAGNÉTICAS

Es un método no destructivo que se emplea en la detección de discontinuidades subsuperficiales y superficiales hasta 6,35mm (0.250 pulg.) de profundidad en materiales ferromagnéticos, mediante la

magnetización de la pieza haciendo uso de corriente eléctrica y se emplean partículas magnéticas finalmente divididas que tienden a congregarse en las regiones de fuga de campo o discontinuidades.

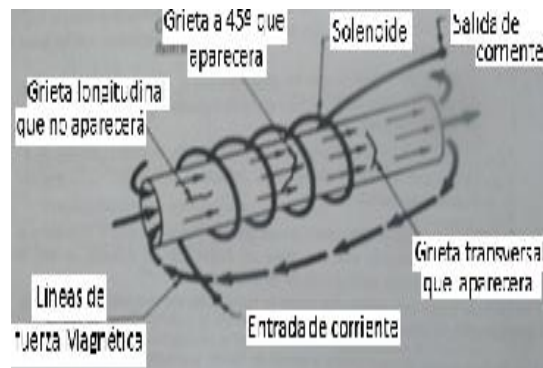
PASOS DEL PROCESO

- a. Limpieza (Libre de todo tipo de sustancia y seca)
- b. Magnetización (puede desarrollarse por medio de un imán, electroimán o por el paso de la corriente eléctrica a través de la pieza)
Aplicación de Partículas (Magnetizada la pieza, se aplica las partículas magnéticas, las cuales serán atraídas hacia cualquier desviación del campo magnético, es decir se rocía con un polvo magnético sobre el trabajo de prueba. El campo magnético afectará al polvo magnético y estas partículas se alinearán sobre un fallo, como se ve en la Fig. N° 32
- c. indicando la discontinuidad que interrumpe el flujo magnético.

El color de las partículas dependerá del contraste del fondo.

Figura N° 32

Aplicación de partículas magnéticas



En el hacen aflorar campos de fugas localizados y estos campos atraen a las partículas finamente divididas. Este último punto señala el defecto y marca su extensión sobre la superficie de la pieza inspeccionada.

B. TÉCNICA DE INSPECCIÓN VOLUMÉTRICA

Su aplicación permite conocer la integridad de un material en su espesor y detectar discontinuidades internas que no son visibles en la superficie de la pieza. Se realiza por medio de cualquiera de los siguientes ensayos: Radiografía y Ultrasonido Industrial.

1. RADIOGRAFIA INDUSTRIAL

Es una técnica de inspección donde una fuente radioactiva emite radiación penetrante sobre el objeto de prueba; La radiación sufre diferentes absorciones al transmitirse a través del objeto, lo cual genera una imagen que es registrada en una película radiográfica.

OPERACIONES DE LOS END EN RADIOGRAFÍA INDUSTRIAL

a) Medio de Prueba (Rayos X, gamma),

Figura N° 33

b) El Objeto o espécimen

c) Un medio de Registro

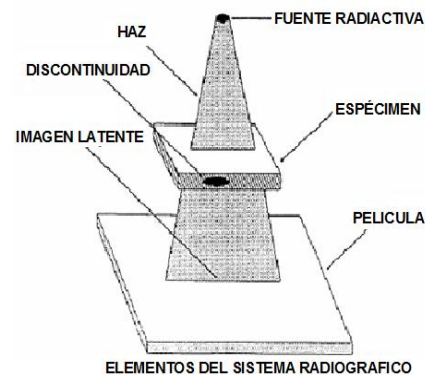
Provee una imagen Visible “permanente”.

El medio comúnmente utilizado en radiografía es la película.

d) Amplificación (La mayor que se hace en radiografía, tiene lugar en el proceso de revelado de la película).

e) Interpretación de los resultados. (Requiere agudeza visual, criterio, experiencia y conocimientos de la técnica).

f) Disposición del objeto en base a la interpretación.



A menor fuente de radiación, más cercano debe colocarse el material; al mismo tiempo, cuanto menor es el tamaño, más débil es la intensidad de la fuente en curios y mayor tiempo de exposición se necesita.

Tabla N° 6.

(a) Máquinas rayos X utilizadas en radiografías para comprobar defectos metálicos.

Máxima Tensión (kv punta)	Pantallas	Aplicaciones y Limites aprox. de espesor practico
50	Ninguna	Secc. delgadas: madera, plásticos, Espec. Biológicos.
150	Ninguna o Lamina de Plomo	Aleaciones ligeras 5"(127mm) Al, o equivalente 1"(25.4mm) acero
250	Lamina de Plomo Fluorescente	1 1/2"(38mm)acero o equivalente 2"(50.8mm) acero o equivalente 3"(76.2mm)acero o equivalente
400	Lamina de Plomo Fluorescente	3"(76.2mm)acero o equivalente 5"(101.6mm) acero o equivalente
1000	Lamina de Plomo Fluorescente	5"(101.6mm)acero o equivalente 8"(203.2mm) acero o equivalente
2000	Lamina de Plomo	8"(203.2mm)acero o equivalente
15 - 24	Lamina de Plomo	16"(406mm) acero o equivalente
Mev*	Fluorescente	20"(5088mm) acero o equivalente

*millones de electronvoltios

TABLA N° 7

(b) Fuentes radiactivas de rayos gamma utilizadas en radiografías para detectar defectos

Material	Vida Media	Millones de electrón voltios de rayos	Espeso de la aplicación de acero en pulg.
Cobalto 60	5.3 años	1.17 – 1.33	1.5 – 5
Cesio 137	33 años	0.66	1.0 - 4
Iridio 192	70 días	0.137 – 0.651	0.5 – 2.5

La intensidad de la radiación es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia desde la fuente. Sin embargo, no es posible colocar el foco y el material tan cercanos como es necesario. Se comprobará que cuanto más corta es la distancia fuente – película, mayor es el paralaje

o halo, efecto sobre la película radiográfica. Esto puede enmascarar un defecto. La distancia mínima a la película, según el tipo de fuente, tamaño de la mancha focal y espesor implicado, se determina mediante una ecuación normalizada para la falta de contraste geométrico:

$$U_g = \frac{Ft}{D} \dots\dots\dots \text{Ecuación N}^\circ 1 \quad \text{Dónde:}$$

F = tamaño del foco en pulgadas (cm o mm)

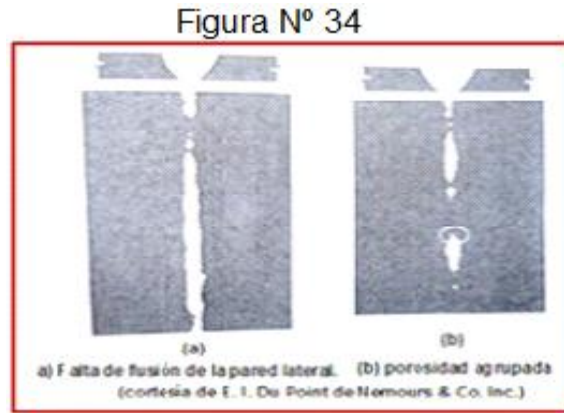
D = distancia de la fuente al objeto que se está radiografiando en pulgadas (cm o mm)

t = espesor de soldadura u objeto que está siendo radiografiado en pulgadas (cm o mm)

Generalmente la falta de contraste geométrico no será mayor que 0,020" (0,5 mm) para un material con espesor inferior a 2" (50,8 mm); no mayor de 0,03" (0,76 mm) para material con espesor entre 2" y 4" (50 a 101 mm); y no más de 0,05" (1,27 mm) para material con espesor mayor de 4" (101 mm).

Las radiografías que están con demasiada luz pueden no revelar defectos como inclusiones, y aquellas que son demasiado oscuras pueden hacer imposible separar los defectos del fondo. Los requisitos de densidad se encuentra en la Sección V del código ASME.

En las zonas soldadas que van a ser radiografiadas, las superficies deben estar pulidas de modo que se eliminen las irregularidades superficiales que pudieran interferir con una interpretación adecuada de la película. La inspección radiográfica exige una interpretación de las radiografías sobre película. Ver Fig. 34(Interpretación de radiografía).



Algunas de las normas o requisitos son los siguientes:

1. El primer requisito es la inspección visual de la soldadura. Las uniones deben tener penetración total de la junta y deben estar libres de cortes internos, solapes o picos y valles abruptos. Está especificado que el refuerzo de soldadura no exceda de la siguiente: Tabla N° 8

Espesor de chapa	Máximo espesor del refuerzo
Hasta 1/2 " (12,8 mm) inclusive	1/16" (1,59 mm)
Más de 1/2" a 1" (25,4mm) inclusive	3/32" (2,38mm)
Más de 1" a 2" (50,8 mm) inclusive	1/8" (3,175 mm)
Más de 2" inclusive	5/16" (7,94 mm)

2. Las juntas soldadas para ser radiografías deben estar libres de irregularidades superficiales de soldadura hasta el punto de que el contraste radiográfico resultante debido a algunas irregularidades no induzca a confusión en las imágenes de un defecto cuestionable.

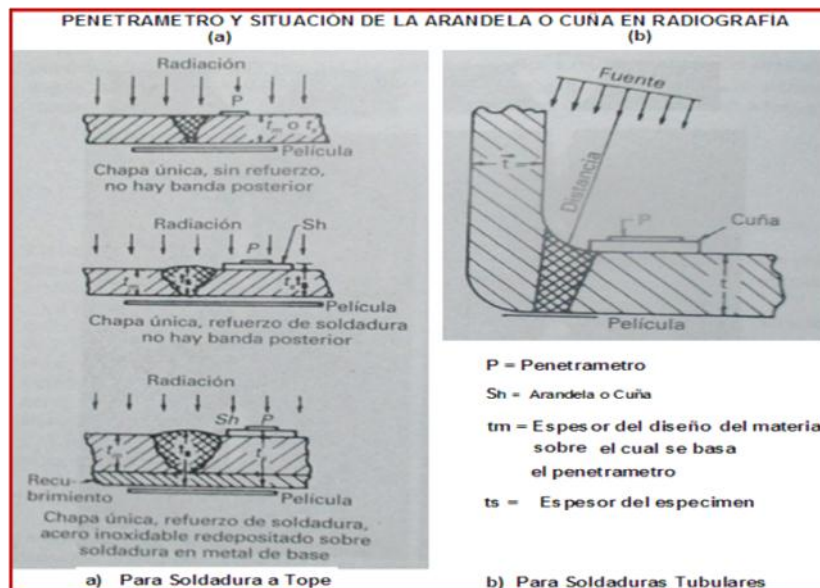
Deben usarse unos patrones denominados penetrámetros para cada exposición de una película. El penetrámetro sirve como patrón de referencia y comparación sobre la película para comparar la magnitud de los defectos de la soldadura. Esto se realiza mediante una pequeña tira o banda de metal para cada exposición y taladrando orificios en la

tira antes de la exposición; estas cintas metálicas sirven como guía para detectar defectos existentes dentro del 2 por 100 del espesor de chapa que está siendo soldada. Estos orificios se taladran con un calibre especificado de diámetro mínimo de 1/16" (1,58 mm).

Cuando se toma una radiografía de rayos X, el penetrómetro viene incluido en la misma y los orificios sirven como escala para detectar la magnitud de las faltas que la película recoge. Para comparar los orificios de un penetrómetro (chapita taladrada) con los orificios notados en una soldadura cuando la película se ha revelado. El método apropiado de colocación del penetrómetro se muestra en la Figura 35

Para tubos y colectores, las juntas soldadas circunferenciales exigen examen radiográfico cuando: contienen vapor, en tubos de más de 16"

Figura N° 35



(406 mm) de diámetro nominal o espesores mayores de 1 5/8" (41,3 mm). Para los que contienen agua, más de 10" (254 mm) de diámetro nominal o más de 1 1/8" (28,6 mm) de espesor. En ambos casos no existe contacto con los gases del hogar.

Las indicaciones que mostradas sobre la radiografía son consideradas inaceptables por normativa comprenden:

1. Indicaciones de una grieta y zonas de fusión o penetración incompleta
2. Otras indicaciones alargadas que tengan longitudes mayores de las mostradas en la siguiente Tabla N° 9

Espesor de la soldadura	Max. Long. de la indicación (indicio)
Hasta 3/4" (19 mm)	1/4" (6,35 mm)
De 3/4" a 2 1/4" (57,2 mm)	1/3 del espesor de soldadura
Más de 2 1/4" (57,2 mm)	3/4" (19 mm)

3. Los indicios alineados no pueden tener una longitud agregada mayor del espesor de la soldadura en una longitud total de doce veces el espesor de la soldadura.

2. ULTRASONIDO INDUSTRIAL

El Ultrasonido son vibraciones mecánicas que se transmiten en el material por medio de ondas de la misma naturaleza que el sonido, pero con frecuencias mayores a 20,000 ciclos/s. (Hertz), es decir fuera del rango audible del oído humano.

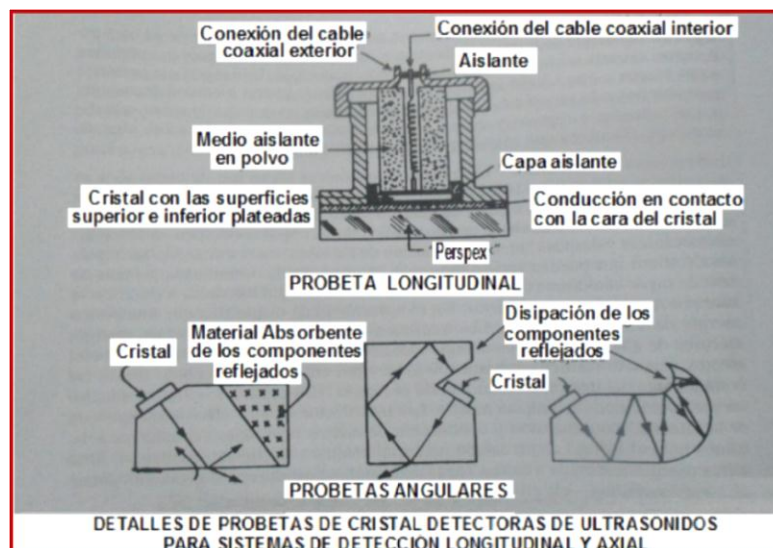
APLICACIONES

Se puede aplicar en la industria metal-mecánica en: Medición de espesores, detectar zonas de corrosión, detección de discontinuidades en materiales y uniones soldadas tales como: poros, inclusiones, laminaciones, faltas de fusión, falta de penetración, huecos, grietas, etc

Las pruebas ultrasónicas hacen uso de ondas sónicas de alta frecuencia de 0,5 a 10 MHz para inspección del material en busca de defectos y para medir el espesor de chapa o pared. El principio básico utilizado en un sistema de ultrasonidos es la transformación de un impulso eléctrico en vibraciones mecánicas y viceversa, que puedan mostrarse en una pantalla de tubo de rayos catódicos (CRT). La transferencia de energía mecánica a eléctrica se hace por medio de un transductor. Los transductores ultrasónicos transforman energía eléctrica de alta frecuencia en energía mecánica de alta frecuencia a través de elementos magneto– restrictivos hasta 100 kHz, y por encima de este rango suelen ser normalmente del tipo piezo–eléctrico.

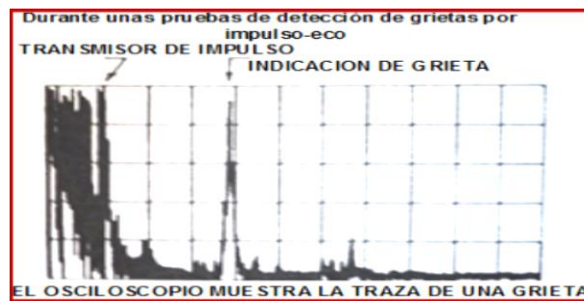
La Figura. Muestra una probeta en la que el cristal o transductores están montados para generar energía mecánica longitudinal (sonido) o angular en una pieza de prueba. Ver Figura N° 36 Detalles de Probetas de detección en piezas

Figura N° 36



El componente básico de un típico impulso de detección de defectos es un impulso corto eléctrico corto generado y aplicado a los electrodos de la probeta, que convierte el impulso de eléctrico a energía de vibración mecánica. Este impulso ultrasónico viaja a través del material y una parte es reflejada a la probeta receptora mediante un reflector que puede ser la parte final del material sometido a prueba por un defecto interno del mismo. El impulso que vuelve al receptor genera un pulso eléctrico que es amplificado y mostrado en la pantalla. (Ver fig. N° 37).

Figura N° 37 Traza de grieta en el Osciloscopio



Las pruebas ultrasónicas están agrupadas en tres categorías básicas: pruebas de impulso-eco, transmisión transversal y prueba de resonancia. En operación, un pulso-eco unitario producirá, a través de un impulso eléctrico, un impulso corto de señal eléctrica de alta frecuencia. Está se transmite al transductor que es así forzado a vibrar, normalmente a su frecuencia de resonancia. La probeta debe acoplarse a la pieza a comprobar con aceite, agua, grasa. El tren de ondas sónicas viajará a través de la pieza a probar hasta encontrar alguna forma de discontinuidad o defecto. Esta interrupción del medio produce una reflexión de la onda sónica hasta el transductor. La energía de la

vibración de la onda sonora obliga al transductor en movimiento a producir un impulso que alimenta a un amplificador. La salida de este amplificador se recoge en un tubo de rayos catódicos que muestra las señales en una base de tiempo. Este método es empleado para medir espesores de paredes delgadas, hasta 2" ó 3" (de 50 a 75 mm).

C. TECNICA DE INSPECCIÓN DE HERMETICIDAD

aquellas que se comprueba la capacidad del componente para contener un fluido (Líquido o gaseoso) a una presión superior, igual o inferior a la atmosférica, sin que existan perdidas apreciables de presión o volumen.

- 1 Pruebas por cambio de Presión: Hidrostática y Neumática.
- 2 Prueba por pérdida de fluido: Cámara de burbujas y vacío.

SELECCIÓN DEL MÉTODO NDT. La selección y el abanico de métodos NDT requiere considerar la fortaleza y sensibilidad de cada método, y cuál puede ser el defecto que nos concierne. Frecuentemente habrá de ser utilizado más de un método NDT para hallar y evaluar discontinuidades. Requiere de una gran experiencia en el sistema a aplicar para detección de defectos. **(Kohan de Mc Graw Hill).**

2.3.7. FALLAS EN CALDEROS ACUOTUBULARES

Se manifiestan diversos mecanismos de fallas, en especial las tuberías en donde se presentan daños debidos a sobrecalentamientos, corrosión, agrietamientos, depósitos, erosión y defectos de fabricación.

Una **FALLA** es una condición que puede interrumpir la continuidad o la secuencia ordenada de un proceso o de un sistema dinámico, alterando su desenvolvimiento. Es el resultado de una secuencia de eventos y cada evento tiene una o más “Causa raíz”.

La falla puede afectar: parcial/total y ocurrir: repentina/gradual.

Las causas son: Defectos de diseño, defectos de los materiales, defectos mecánicos, defectos de soldadura, mantenimiento deficiente, Ensamblaje o instalación defectuosa, malas prácticas de operación.

En base a la revista Tecnológica en el Vol. 17,Nº 1 de Junio 2004 trabajo presentado sobre **causas de fallas en calderas**, las cuales son utilizadas en la mayoría de las Industrias, De FIMCP-ESPOL por Ph.D. Ing. Mecánica, Cecilia Paredes V., M.Sc. Ing. Mecánico, Profesor José Pacheco y Facultad de Ingeniería Mecánica Docente Wilson Chávez B. https://www.researchgate.net/publication/286929469_Causa_de_Fallas_en_Calderas.

CAUSAS CARACTERÍSTICAS DE FALLAS EN CALDEROS

Los calderos y otros tipos de equipos de plantas de vapor están sujetos a una variedad de fallas que envuelven uno o más mecanismos.

Los más prominentes de estos mecanismos son la corrosión, la erosión; procesos mecánico ambientales, incluyendo a la corrosión bajo esfuerzo y daños por hidrógeno; fractura por fatiga, fractura por fatiga térmica y ruptura por esfuerzos; y distorsión (térmica o creep).

Clasificación de las causas

Estas pueden generalmente clasificarse como defectos de diseño, defectos de fabricación, operaciones indebidas y un inadecuado

tratamiento del agua. Con pocas excepciones, las fallas en los componentes presurizados están confinadas a componentes de pequeño diámetro utilizados para la transferencia de calor en los calderos.

A continuación se explicaran los diferentes modos de discontinuidades:

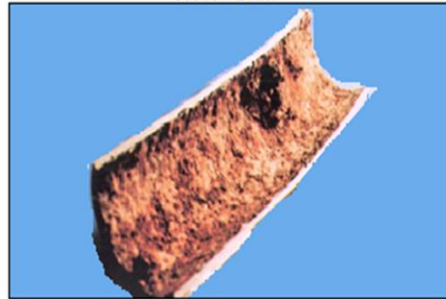
1.- Depósitos formados por el agua y formados por el vapor.

En los calderos los depósitos provienen de 4 fuentes: minerales Arrastrados por el agua, productos químicos para tratamientos, de corrosión y contaminantes, que al depositarse incrementan las velocidades de formación de óxidos

metálicos, corrosión en tubo, cobre, fosfatos, carbonatos, silicatos, sulfatos y contaminantes. (PORT Robert D. y HERRO & Harvey M. NALCO Mc Graw Hill para el analisis de fallas en Calderas, 1997).

Figura N° 38

Capas gruesas de óxido desmenuzable de hierro en un tubo del economizador



2.- Sobre calentamiento de larga duración.

Es una condición en la que la temperatura del metal sobrepasa la temperatura de diseño durante un determinado tiempo. Las fallas se presentan en tubos enfriados por agua o por vapor, en tubos coladores, sobre-calentadores, recalentadores y tubos de techo. (PORT Robert D. y HERRO & Harvey M. NALCO Mc Graw Hill para el analisis de fallas en Calderas, 1997).

3.- Oxidación térmica.

Se da cuando la temperatura del metal sobrepasa cierto valor de temperatura para cada aleación de la cual está compuesto.

4.- Sobrecalentamiento de corta duración.

Ocurre cuando la temperatura del tubo se eleva por encima de los límites de diseño durante un breve periodo de tiempo.

Donde el modo falla, como el mostrado de la fig.39 tiende a ocurrir por un trastorno del caldero, debido al bajo flujo del refrigerante el taponamiento parcial o total del tubo. (PORT Robert D. y HERRO & Harvey M. NALCO Mc Graw Hill para el analisis de fallas en Calderas, 1997).

(Ver Fig. Nº 39)

Rotura en un tubo



5.- Corrosión cáustica (Ver. Fig. 40)

Los términos penetración cáustica o penetración dúctil, se refieren a la interacción corrosiva de hidróxido de sodio suficientemente concentrado en un metal.

Penetración cáustica profunda debajo de depósitos internos aislantes



Es decir los óxidos de hierro son corroídos tanto por bajo pH como por alto pH según contenga el agua. (PORT Robert D. y HERRO & Harvey M. NALCO Mc Graw Hill para el analisis de fallas en Calderas, 1997).

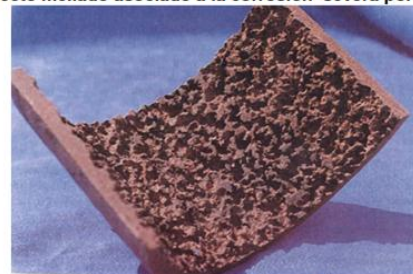
6.- Corrosión por bajo pH durante el servicio.

Resulta de tener depresiones del pH

Figura 41

de la masa del agua, si ciertos contaminantes logran tener acceso al caldero, donde se utiliza agua de baja capacidad amortiguadora (PORT Robert D. y HERRO & Harvey M. NALCO Mc Graw Hill para el analisis de fallas en Calderas, 1997).

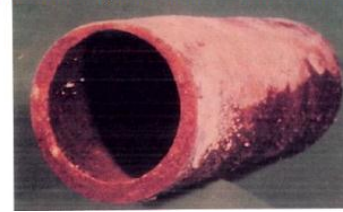
Aspecto mellado asociado a la corrosión severa por acido



7.- Corrosión por ceniza de combustóleo

Es un fenómeno de corrosión en fase líquida que se da a altas temperaturas. Por lo general ocurre en donde la temperatura del metal se encuentra entre los 1100 a 1500°F, cuando se cambia el tipo de combustible. (PORT Robert D. y HERRO & Harvey M. NALCO Mc Graw Hill para el análisis de fallas en Calderas, 1997). (Ver Fig. N° 42)

Adelgazamiento de la pared debido a la corrosión por ceniza de combustóleo. Se han observado velocidades de corrosión de 0.76 mm/año (cortesía de Electric Power Research Institute)



8.- Corrosión por ceniza

Este fenómeno se presenta cuando la ceniza muy fina del carbón se deposita sobre la superficie metálica, que al reaccionar a elevadas temperaturas con los minerales de éste, permite la formación de sulfatos alcalinos (PORT Robert D. y HERRO & Harvey M. NALCO Mc Graw Hill para el análisis de fallas en Calderas, 1997). (ver Fig. N° 43).

Contorno de la superficie externa corroída, característica del ataque a un acero inoxidable



Grietas transversales que se originan en la superficie interna

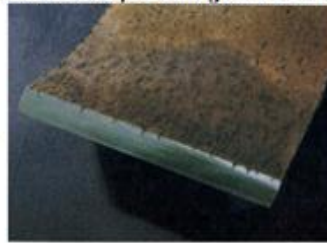


Fig. N° 43 y Fig. 44

9.- Daño por el Hidrógeno

Este tipo de daño es el resultado directo de las reacciones electroquímicas de corrosión en las que se libera hidrógeno en forma atómica, provocando una ruptura del tubo. (PORT Robert D. y HERRO & Harvey M. NALCO Mc Graw Hill para el análisis de fallas en Calderas, 1997). Ver Fig. 44

10. Agrietamientos por esfuerzos con corrosión

Falla que resulta de una interacción de sinergia de un esfuerzo de tensión. Causado por la presión interna o los residuales inducidos por la

soldadura, sobre algún tipo de corrosión, se presentan en los tubos de agua como se denota en la figuras N° 45 y 46 en calentadores.

Fig. N° 45 Corrosión por esfuerzos Fig. N° 46 Porosidades por condensados

Sección adelgazada del sobre-calentador por erosión debido al aventador de hollín



Picaduras por oxígeno en una sección de un tubo del sobrecalentador



Problemas más frecuentes: De corrosión, de incrustación, de ensuciamiento y/o contaminación. En la corrosión para que esta aparezca, es necesario que exista presencia de agua en forma líquida.

Una **incrustación** es la sedimentación de sólidos con formación de núcleos cristalinos o amorfos de sulfato, carbonatos, hidróxidos o silicatos de magnesio y calcio que merman la eficiencia de funcionamiento del caldero, estas incrustaciones forman depósitos duros muy adherentes. (PORT Robert D. y HERRO & Harvey M. NALCO Mc Graw Hill para el análisis de fallas en Calderas, 1997).

Fig. 47 incrust. en Tubería Fig. 48 incrust.en hélice Fig. 49 Incrust. Fe.



CAPITULO II: MARCO METODOLÓGICO

III MARCO METODOLÓGICO

3.1. Tipo y Diseño de la investigación:

El tipo de investigación es Descriptiva y tecnológica; Descriptiva ya que se enfoca en describir el procedimiento y las diversas actividades para la realización de las inspecciones e intervenciones de los equipos.

Porque es apropiada para describir los hechos como son, observando que ciertas intervenciones han ocurrido y buscando en el pasado los factores que los hayan podido ocasionar y Tecnológica porque en las ciencias de la ingeniería se designa un ámbito de producción de conocimiento tecnológico validado, que incluye tanto el producto cognitivo, teorías, técnicas y el know-how.

FASE I

Levantamiento de información, Conocimiento del proceso productivo de Planta, selección de calderos a los cuales se les aplicará el Plan de Inspección e intervención y formulación de causa raíz de las fallas.

FASE II

Se determinará los procedimientos para evaluar el estado mecánico estructural de los calderos, específicamente al componente con mayor frecuencia de falla, asegurando la calidad funcional en base al análisis Causa raíz de la primera fase, y la normativa vigente Nacional e Internacional.

FASE III

Desarrollo del procedimiento de inspección de cada uno de los componentes críticos sometidos a presión así como la aplicación de Técnicas no destructivas (Inspección visual, líquidos penetrantes, ultrasonido, REFT, partículas magnéticas y radiografía industrial.).

FASE IV

Se realizará la entrega del informe Técnico en base a las evaluaciones respectivas y resultados obtenidos, así como la programación del plan de mantenimiento.

3.2. Población:

Está constituida por los Calderos de la Región, Sus registros de mantenimiento e informes realizados.

Muestra:

La cantidad de inspecciones que se realizarán en los Calderos: FB-1CO, Apin y Babcock & Wilcox BW 706.

3.3 Hipótesis:

Aplicando procedimientos apropiados a través de pruebas (UT, VT, TP, REFT, RT, etc.) para detectar y evaluar las distintas discontinuidades al estado mecánico estructural de calderos en refinerías, se lograría el aseguramiento de la calidad, reducción de niveles de riesgos y extensión de vida útil de los mismos, garantizando así su operatividad para realizar una buena producción.

3.4 Variables:

3.4.1. Variables independientes: Ensayos no Destructivos (NDT) efectuados a las piezas mecánicas, cerámicas o compuestas.

3.4.2. Variables dependientes: Discontinuidades que se presentan en

los componentes del caldero.

Medición de Variables: Se hace necesario contar con la instrumentación mínima para medir variables y personal capacitado para realizar estas actividades, para emitir un Análisis confiable.

3.4.3. Operacionalización de Variables (Ver tablas N° 11 y N° 12):

Es el procedimiento de traducción de los conceptos y variables a indicadores que sean susceptibles de medición.

3.5. Métodos, técnicas de investigación

Para el desarrollo de esta investigación se emplearon una serie de técnicas e instrumentos, como la revisión documental y la observación directa, que permitieron la recolección de datos en las áreas de calderos con la finalidad de cumplir con el propósito.

Los métodos de investigación utilizados en el presente estudio son:

3.5.1. Método Inductivo-Deductivo

Análisis simultáneo de la información existente en la empresa, y la información que se obtiene acerca del tema, en la bibliografía sobre las diversas normas.

3.5.2. Método Analítico-Sintético

Revisión de informes en función de nuestra propuesta, para estar en capacidad de dar recomendaciones finales, que conviertan en operativo el objetivo esencial del presente estudio, a través del uso de Técnicas de ensayos no destructivos, de las cuales se obtendrá información e intervención a las tuberías del caldero.

3.5.3. Método Hipotético –Deductivo.

La investigación se fundamenta en la necesidad de concebir operatividad en los Procedimientos tomados de un extracto de las normas internacionales y un Sistema de mantenimiento logrando así un plan de mantenimiento integral aplicable y adecuado.

Recursos.

Dentro de los recursos que fueron utilizados para la realización de la investigación se encuentran: Papel, borrador y lápiz, equipos de Protección personal, archivo, Laptop, Cámara fotográfica Digital, Espejos, herramientas manuales, Vernier electrónico, wincha, marcadores, picotas y equipo y software y Estandarización (normas).

3.5.4. Plan de Trabajo y guías de documentos

TABLA N° 10 PLAN DE TRABAJO

ACTIVIDADES	DIAS													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Inducción y conocimiento de las instalaciones y proceso productivo de la Planta														
Consulta de la Normativa Vigente para el conocimiento de los calderos														
Listar los equipos calderos de la Planta														
Verificar de los requerimientos técnicos de la Planta y de la zona para los trabajos de inspección e intervención														
Diseñar un plan de inspección e intervención para cada uno de los equipos														
Revisión del Plan de Inspección														
Corrección del Plan de Inspección														
Revisión del Plan de inspección														
Corrección del Plan de Inspección														
Programar las tareas contempladas en el plan de inspección e intervención														
Revisión y corrección del informe														

EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS

TABLA Nº 11

VARIABLE	DESCRIPCION	DIMENSION	INDICADOR	SUB INDICADOR	TECNICAS DE RECOLECCION DE INFORMACION	INSTRUMENTOS DE RECOLECCION DE INFORMACION
INDEPENDIENTE	Ensayos no destructivos (ndt detectan todo tipo de discontinuidades)	Inspeccion visual	Uso de material adecuado según código uso de medidores de soldadura	Boroscopio, camara Fibroscopio, lupa	Observac y analisis de documentos	Guía de documentos, Códigos
		Examen radiografico	Interpretacion de radiografias sobre películas, paso de radiaciones x material	Rayos gamma rayos X	Observac y analisis de documentos	Guía de documentos, Códigos
		Pruebas y ensayos de partículas magnéticas	Magnetización con pequeños electroimanes portátiles (yugos), partículas magnéticas (material de alta permeabilidad), uso de partículas húmedas y secas	partículas Magnéticas	Observac y analisis de documentos	Guía de documentos, Códigos
		Tintes penetrantes	Uso de Líquido de alto poder penetrante y otros de baja viscosidad y revelador	Tintes penetrantes	Observac y analisis de documentos	Guía de documentos, Códigos
		Inspecciones ultrasonicas	Mediciones con contacto dual, espesor real del metal, eco a eco, a contacto simple	sonidos, long onda	Observac y analisis de documentos	Guía de documentos, Códigos
		Pruebas de corrientes parásitas	uso de corrientes débiles, bobinas inductoras y sensores y uso de pantalla de tubos rayos catódicos	Probetas Bobinas Sensores	Observac y analisis de documentos	Guía de documentos, Códigos
		Emision acustica	Uso de sensores en materiales, transductores aplicación de ondas	Instrumentación para niveles de sonido	Observac y analisis de documentos	Guía de documentos, Códigos
		Ensayos de pruebas/ fugas	Variaciones de presión, pruebas hidrostática fugas, uso tomografía computarizada	emision de burbujas espectrometros masa	Observac y analisis de documentos	Guía de documentos, Códigos

**EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS
MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS**

TABLA N° 12

VARIABLE	DESCRIPCION	DIMENSION	INDICADOR	SUB INDICADOR	TÉCNICAS DE RECOLECCION DE INFORMACION	INSTRUMENTOS DE RECOLECCION DE INFORMACION
DEPENDIENTE		corrosion oxidacion	Por altas temperaturas se generan capas de Magnetita, tratamiento deficiente del H ₂ O	O ₂	Observac directa y analisis de medidas puntuales en situ	Guía de documentos, Códigos
		Deposito en el lado de aguas	tratamiento deficiente del agua, Acumulacion de residuos que disminuyen flujo de calor	variados compuestos uin solo compuesto	Observac directa y analisis de medidas puntuales en situ	Guía de documentos, Códigos
		Erosion	Erosion dpor chorro de agua	ceniza, agua o vapor	Observac directa y analisis de medidas puntuales en situ	documentos, Códigos
			Erosion dpor chorro de vapor			
	Diversas Discontinuidades ocasionadas en los diversos componentes de los caldero	Agrietamiento	Sobrecalentamiento de corta duracion	llamas cercanas	Observac directa y analisis de medidas puntuales en situ	Guía de documentos, Códigos
			Sobrecalentamiento de larga duracion(Creep)	cenizas incandescentes		
		Por fatiga	Presiones por el estado de corrosion	juntas soldadas	Observac directa y analisis de medidas puntuales en situ	Guía de documentos, Códigos
			Por vibraciones	inadecuados tratamientos		
		Por Corrosion esfuerzo	esfuerzos residuales de soldadura, grietas multiples e intergranulares	elevadas temperaturas	Observac directa y analisis de medidas puntuales en situ	Guía de documentos, Códigos
		Dañó por el H	Reaccion por alto Ph (corrosion caustica)		Observac directa y analisis de medidas puntuales en situ	Guía de documentos, Códigos
			Reaccion por Bajo Ph (condiciones de operacion)	H		
		Fragilizacion por irradiacion	Sensible a la evolucion microestructural	dureza	Observac directa y analisis de medidas puntuales en situ	Guía de documentos, Códigos
		envejecimiento	Aplicados a componentes reales	permeabilidad		
		termico	Microestructural, sensible a la evolucion	propiedades mecanicas	Observac directa y analisis de medidas puntuales en situ	Guía de documentos, Códigos
			Envejecimiento termico de los aceros	del material		

CAPÍTULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN

IV PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN

La evaluación no destructiva (NDE) engloba muchos términos que describen las distintas actividades que se realizan dentro del mismo campo. Algunas de éstas son ensayo no destructivo (NDT), inspección no destructiva (NDI) y examen no destructivo (NDEx). Estas actividades son similares en cuanto a que están relacionadas fundamentalmente con la observación o la medición de un objeto para determinar una cierta característica de dicho objeto como las propiedades mecánicas o para determinar si el objeto contiene irregularidades, discontinuidades, o defectos.

La Evaluación no destructiva (NDE) puede dividirse en áreas distintas tales como:

1. Valoración de propiedades mecánicas y físicas
2. Detección y evaluación de defectos
3. Caracterización de la estructura microscópica
4. Evaluación y medida de dimensiones (metrología)
5. Determinación y evaluación de situación de grietas
6. Detección y evaluación de fugas

De acuerdo al presente estudio se tomará en cuenta la Detección y evaluación de defectos utilizando ensayos no destructivos, procedimientos y aplicaciones.

4.1. TIPOS DE INSPECCIONES.

Las inspecciones pueden dividirse en los siguientes tipos:

Inspecciones oficiales o legales, Inspecciones internas e Inspecciones Externas o de operaciones

Inspecciones y pruebas no destructivas (NDT)

Varios estados tienen leyes concernientes a la inspección de calderos.

El propósito principal de estas leyes, es proteger la vida de los empleados y público así como evitar daños a la propiedad. La legislación impone normas para el diseño, instalación e inspección. Estas son normalmente reglas ASME (Asociación Americana de Ingenieros mecánicos) o reglas NB (Asociación Nacional de Inspectores de Calderos y Recipientes a Presión), hechas normas legales. La mayoría de las leyes exigen y proporcionan inspección periódica de calderos que vienen con su alcance y mediante inspectores estatales, o de compañía de seguros.

El propietario u operador debe arreglar los trámites para cumplir con las inspecciones en los intervalos requeridos.

Para calderos de vapor, la exigencia es normalmente de inspección anual interna y una inspección externa de seis meses después. Las inspecciones de los calderos de calefacción de baja presión pueden ser anuales o cada dos años, dependiendo de las jurisdicciones.

4.2. TAREAS Y PROCEDIMIENTOS DE INSPECCIÓN DE CALDEROS.

Para el desarrollo de esta parte es necesario previo a la inspección, se consulta y desarrolla:

Inventario de los equipos sometidos a presión (equipos críticos) en planta, a los cuales se le aplicara el plan de inspección e intervención.

Ficha técnica de los equipos sometidos a presión a los cuales se les aplicará el plan de inspección e intervención.

Procedimiento de inspección para cada equipo.

INVENTARIO DE LOS EQUIPOS

El inventario se hace con la finalidad de conocer la cantidad de equipos críticos sometidos a presión presentes en el proceso productivo de la Planta, que están contemplados en las normas Nacionales e internacional y a los cuales se les exige la realización de pruebas e inspecciones, los mismos que hemos considerado en el primer capítulo.

TABLA Nº 13

INVENTARIO DE EQUIPOS SOMETIDOS A PRESIÓN

DESCRIPCION	MARCA	TIPO	CANT	CAPACIDAD	SERIAL	OPER/INOP
CALDERO FB-1 CO	Mitsubishi Heavy Ind.	Acuatubular	1	132,000 lb/hora		operativa
CALDERO APIN	Mitsubishi Heavy Ind.	Acuatubular	1	110,000 lb/hr	JR-256- Nº 1118	operativa
CALDERO Babcock wilcox	Fm-101-88	Acuatubular	1	65,000 lbs/hora	201- 2913- 0718	operativa
Total de equipos			03			

FICHA TÉCNICA

Para la ejecución efectiva de las tareas de inspección debe existir una previa preparación del equipo para evitar la aparición de retrasos en el momento de realizar dichas tareas, conocer los parámetros de diseño del equipo para la realización de las pruebas. Para conocer las especificaciones técnicas de los equipos se tiene que tener presente una ficha técnica. Ver figura N ° 50.

Figura N° 50

LOGOTIPO		FICHA TECNICA		version 1	
DESCRIPCION DE MAQUINARIA Y EQUIPO					
Equipo:		Codigo:			
Marca:		Criticidad:			
Modelo:		Año:			
Serie:		Procedencia:			
Funcion:					
Numero de Plano:					
DATOS DEL PROCESO					
Fluido:		Caudal:		Temp. Max:	
Tipo:		Capacidad:		Presion Máxima	
Flujo Nominal:		Flujo Nominal del Fluido 2:			
Flujo Maximo:		Flujo Maximo del fluido 2:			
Presion Nominal:		Presion Nominal del fluido 2:			
Temp. Nominal:		Temp. Nominal del fluido 2:			
Superficie de Transferencia:					
DATOS ELECTRICOS-MECANICO					
Voltaje:		Amperaje:		FS:	
Potencia:		RPM:		HP:	
DATOS DE MANTENIMIENTO					
Modelo de Mantenimiento:					
Mantenimiento Subcontratado:					
Frecuencia de Fallas:		Tiempo promedio entre fallas:			
Disponibilidad:		Confiability:		Mantenibilidad:	
Inspecciones del Equipo:		Medicion Termografica:			
Medicion de Vibraciones:		Periodo de Tiempo para el cambio:			
DATOS GESTIONALES					
Requiere Certificacion:	SI	NO	Certificada	SI	NO
Cambio de Piezas Mayores:		Periodo de Tiempo para el cambio:			
Equipos Auxiliares					
Costos de Reposicion:					
Observaciones					

Personal Involucrado.

Ingenieros Mecánicos y Mecánicos Electricistas, Técnicos en Mecánica, Especialidades en el área industrial, y Personal Operativo.

Calificación del personal

El personal destinado a realizar estos ensayos debe poseer una formación técnica y conocimiento de cada ensayo. Debe conocer el fenómeno, limitaciones y alcance de cada ensayo, saber en la práctica el método de aplicación, estar al tanto del manejo y operación de equipos y estar acorde con los procedimientos que, en el capítulo respectivo de este trabajo, se hallan elaborados.

Personal que labora en END

La mayoría de las normativas internacionales poseen un esquema semejante en lo referente al personal que labora en END

Personal Nivel ASNT Nivel I (ASNT-TC-1A) (Práctica Recomendada No. SNT -TC- 1A): Calificación y Certificación de Prueba no destructiva de Personal). Debe tener experiencia o entrenamiento en la realización de inspecciones y pruebas, capacitado para operar herramientas y equipo a emplear, realizar tareas bajo instrucciones escritas, con supervisión de personal de nivel superior.

Personal Nivel ASNT II

Debe tener experiencia y preparación en el trabajo de las inspecciones y pruebas requeridas y en la organización de evaluación de los resultados de las inspecciones y pruebas. Supervisar y ser

capaz de establecer validez de las inspecciones, equipos y resultados de dichas pruebas, Dirigir y controlar el trabajo asignado al personal de Nivel I, Interpretar y evaluar resultados de acuerdo con códigos, normas y Emitir y firmar los informes técnicos.

Personal Nivel ASNT III

Debe tener amplia experiencia y adiestramiento formal en la ejecución de inspecciones y pruebas y deberá estar formada a través de cursos de estudios en principios y técnicas de las inspecciones y pruebas, debe ser capaz de planificar y supervisar, revisar y aprobar procedimientos y evaluar la adecuación de las actividades para cumplir sus objetivos, organizar y presentar resultados y certificar la validez de dichos resultados. Capacitar, instruir, dirigir y controlar al personal de nivel inferior.

4.3. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN.

Para la elaboración del procedimiento de inspección se efectuó de acuerdo a las normativas antes mencionadas tales como ASME Sección VIII: (*Boiler and Pressure Vessel Code BPVC*), API510, API572 y especificaciones técnicas del fabricante de cada uno de los equipos. Para el caso de calderos la inspección debe ser anual por exigencias de la norma Técnica Calderos en servicio.

De acuerdo con los parámetros de las normas y el conocimiento adquirido el presente estudio no es una descripción exhaustiva de las técnicas de pruebas no destructivas existentes, sino más bien una concordancia de éstas, referenciándolas con el mecanismo de daño

que son capaces de detectar como se observará en las aplicaciones dadas. .A continuación se muestra los pasos para el procedimiento de inspección de Calderos.

Objetivo: Establecer un procedimiento para realizar trabajos de inspección de los calderos acuatubulares, con el propósito de dar cumplimiento a la normativa, detectar y Corregir fallas para el funcionamiento seguro del equipo.

Alcance: Inspección interna, externa, prueba Hidrostática, pruebas de sistemas de control y Válvulas de seguridad.

Personal encargado: El contratista y Supervisor encargado de la Empresa.

Personal presente en las pruebas: Superintendente de Mantenimiento Eléctrico e instrumentación, Superintendente de Mantenimiento Mecánico, Superintendencia de Ingeniería, Superintendencia de Procesos, Producción, y seguridad

Equipos e instrumentación: Lámpara portátil, manómetros registradores, Bombas de presión, medidor de espesores u otros.

Preparación: elaborar cronograma de trabajo y adquirir todo los datos del equipo, con sus especificaciones y unidades técnicas con su historial del equipo.

El día del inicio de las pruebas se debe reunir los representantes de las áreas ante-mencionadas para explicar el procedimiento.

Revisar las condiciones necesarias para garantizar seguridad en la realización de Las actividades propuestas.

-Primeramente se aísla el caldero de la línea de producción

-Despresurizar y desalojar el agua del caldero.

-Colocar platos ciegos en: Válvulas principal de vapor, de seguridad, grifos, válvula de paso de alimentación de agua, drenaje y gas.

-Remover manholes, registros, tapones, separadores y componentes del domo.

-Si el equipo tiene más de 20 años de servicio descubrir juntas longitudinales y circunferenciales y zonas soldadas.

-Preparar conexión cerca de manómetro del caldero para colocar manómetro de prueba y se le entrega al contratista con todas las condiciones seguras para la realización de la prueba.

Inspección externa: Verificar que el caldero tenga sus placa, nombre del fabricante, serie, año y algunas especificaciones, luego inspeccionará manholes, placas reforzadas, registros, toda conexión de brida , superficies del metal del lado del agua, tubería de vapor, Combustible para detectar posible fuga, deterioro o corrosión para reparar, Inspeccionar áreas donde las fisuras son más comunes, soldaduras, pernos.

Inspección interna: Inspección interna de equipos auxiliares existentes, conexiones de vapor, de agua purgas, Válvulas, reparaciones anteriores y deficiencias vinculadas o no a inspecciones anteriores

Inspección de las superficies externas de los tubos de agua, del sobrecalentador, líneas de alimentación de agua para Observar si hay corrosión, abrasión, depósitos o acumulación de combustible, fisuras, abombamiento o deformación.

Inspección de refractarios y condiciones de soldadura, si hay incrustaciones, aceites u otras sustancias.

Verificar los tubos, hogar, alineación de quemadores, que no provoque la llama choque con alguna zona particular de la caldera en servicio y produzca sobrecalentamiento.

Verificar si existe acción corrosiva en la áreas que influye sobre la resistencia del material

Luego se mide el espesor para corroborar la resistencia del material, tubos de agua, hogar y placas tubulares, luego se compara mediciones con el espesor de diseño.

De ser necesario evaluar la magnitud de una falla, se practicará Examen no destructivo.

El contratista anotará los resultados de la inspección externa e interna y las reparaciones que se deben efectuar y notificar a la empresa si para o no para, anotará en el informe.

La empresa no pondrá en servicio el caldero hasta que se efectué todas las reparaciones de acuerdo a las normas para inspección de recipientes a presión.

Luego de todas las inspecciones y reparaciones se debe tomar las acciones correctivas. Necesarias se debe instalar y tapar manholes, registros para efectuar prueba hidrostática.

Prueba Hidrostática:

Abrir todos los drenajes, venteos, llenar agua del caldero no habiendo aire interno (línea de entrada de agua), si se observa fugas se debe reparar siguiendo las normas.

Luego se conecta la bomba con la cual se realizará la prueba a la línea de agua y a caldero.

Luego se elevará la presión paulatinamente de acuerdo hasta cumplir con la norma a 1.5 veces con sumo cuidado, luego se bloqueará la alimentación de agua y se observará por 30 minutos, se revisará por todos lugares cerciorándose que no haya fuga. En caso no haya fuga el caldero ha resistido la prueba, en caso haya se tendrá que reparar y luego se repite el mismo procedimiento, cuando pase la prueba el contratista notificará si cualquier parte ha sido modificada.

Prueba de sistema de control y seguridad:

Despresurizar el caldero, retirar los platos ciegos de las línea de agua, vapor, venteos y válvulas de seguridad, luego operar el caldero y cerciorarse que este en buenas condiciones.

Reunir al personal que participo en las pruebas y realizar pruebas de corte de llama, de alimentación de agua, por combustible, luego de terminadas las pruebas debe puentear al caldero por alta presión de

vapor para evitar la caída de la misma o la activación de la alarma cuando se realicen las pruebas de las válvulas de seguridad.

El contratista anotará los resultados de estas pruebas para la realización del informe.

Prueba de Válvula de seguridad:

Se debe seguir la calibración de acuerdo a normas.

El operador del caldero debe manejar la misma aumentando la presión de vapor, mediante el aumento de flujo de gas a quemadores y aire combustión hasta que se dispare la válvula de seguridad (anotar la presión de disparo), esperar que la válvula libere el exceso de presión hasta que realice el cierre de la misma (anotar presión de cierre), luego el operador del caldero debe abrir el venteo de vapor hasta llegar a una presión de operación segura. Se coloca la mordaza a válvulas ya instaladas, anotará estas presiones para el informe y retira todas las mordazas de las válvulas ya instaladas.

Informe de inspección:

El contratista elaborará el informe técnico de inspección si la inspección y pruebas del caldero se encuentran en condiciones de funcionamiento seguro.

- 4.4. **CALDERO FB-1 CO:** es acuotubular, asimétrico y produce vapor de 600 psig. Los tubos descansan en dos tambores (de agua y de lodos), En la cámara radiante se quema el gas CO (se quema a gas CO₂), el agua se vaporiza y pasa a la cámara convectiva y de ahí a un

sobrecalentador, el contenido llega al tambor de agua, el vapor abandona el caldero y el agua baja al tambor de lodos y el proceso se repite. Además cuenta con un economizador, que calienta el agua de alimentación aprovechando los gases que escapan a la chimenea.

Los tubos del caldero son de acero al carbono preparados bajo la norma ASTM A 178 Gr. A de 50.8 mm. y 76.2 mm de diámetro exterior y de espesores variables según la ubicación de los tubos.

Cuenta con doce quemadores para la combustión del gas CO, Seis sopladores de hollín instalados en el banco de tubos de la zona convectiva cuya finalidad es limpiar la pared exterior de los tubos que tienden a ensuciarse con catalizador arrastrado por gas CO desde el regenerador. Cabe indicar que el catalizador adherido a los tubos disminuye la transferencia de calor y por consiguiente la eficiencia del caldero. Los tubos de pared son herméticos, evitan el escape de calor radiante y convectivo. Además cuenta con tres válvulas de seguridad y tienen por finalidad abrirse en cuanto detectan alguna sobrepresión que pudiera malograr al caldero (abren a 650 psig, 670 psig y 690 psig)
(Manuales de operacion, calderos pertenecientes a Petroleos del Peru)

Figura N° 51

4.5. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN GENERAL CALDERO CO

LOGOTIPO		PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN GENERAL
		Código Documento
		Pag a 1 de 2
EQUIPO : Caldero FB-1CO		
Ubicación	Frecuencia de Inspección	Normativa
Area FCC	Anual, Después de Reparación Recomendación	Código ASME Sección VIII Especificaciones del Fabricante.
<ol style="list-style-type: none"> 1. Aislar completamente el caldero instalando platos ciegos. 2. Destapar los siguientes manholes y/o puertas de acceso a: Cámara de combustión, Cilindros superior e inferior, Zona convencional (parte inferior), Economizador, Sobrecalentador, Ducto de aire, Ducto de CO a los quemadores, Chimenea, Cajón inferior (parte inferior), quemadores). 3. Efectuar limpieza total del Caldero: Catalizador que entra por los ductos de CO y los quemadores al piso de la cámara, Residuos de refractario fuera de su sitio, Suciedad en cilindros y tubos, Suciedad exterior de las aletas del economizador, Catalizador en ducto de CO y Chimenea, Suciedad en ducto de aire. 4. Sacar, limpiar Revisar todo el sistema de inyección de productos químicos al Caldero. Reemplazar lo que se encuentre en mal estado. 5. Sacar, limpiar con vapor, revisar las mallas y deflectores ubicados en el drum de vapor. Volver a colocar. 6. Sacar y enviar al Taller de Calderería las 3 válvulas de seguridad para limpieza, revisión, reparación y/o calibración. Volverlas a colocar. 7. Sacar y enviar al Taller de Instrumentos para su limpieza, revisión y/o reparación: Válvulas de control, Platos de orificio, Vasos de nivel, Manómetros, Termómetros, Volver a colocar. 8. Sacar y enviar a Calderería para su revisión y/o reparación todas las válvulas de las líneas de vapor, agua, gas indicadas en lista por el Operativo. Volver a instalar. 9. División Ingeniería de Equipo efectuará la inspección total del Caldero y emitirá las recomendaciones en caso de efectuar reparaciones y/o reemplazos. Para este fin se dará facilidades como: Instalación de andamios en la cámara de combustión hasta la altura del sobrecalentador y Proporción de guías de luz, correas de seguridad. 10. Revisar niples roscados o soldados que pegan a los cilindros o boquillas. Reemplazar los que se encuentren en mal estado. 11. Sacar aislamiento de según indicación del inspector para inspección y medición en líneas de vapor. 12. Revisar todo el sistema de los sopladores (rotatorios) de hollín. Revisar rieles y carril. 13. Limpiar los quemadores de gas con presión de aire. Revisar los ángulos de instalación. 14. Revisar, resanar y/o reparar obra de refractario y/o aislamiento en: Paredes, piso techo de las cámaras, Quemadores, Ducto de salida de gases de combustión, Ducto de CO a los quemadores, Huecos de mira, Puertas de acceso, Zona de convección y del Economizador, área del sobrecalentador, Chimenea 15. Limpiar interiormente las líneas de gas a los pilotos de los quemadores, reemplazarlas por nuevas de ser necesario. 		

Figura N° 52 Procedimiento de inspección general caldero CO pág. 2

LOGOTIPO		PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN GENERAL	
		Código Documento	
		Pag a 2 de 2	
EQUIPO : Caldero FB-1CO			
Ubicación	Frecuencia de Inspección	Normativa	
Area FCC	Anual, Después de Reparaci Recomendación	Código ASME Sección VIII Especificaciones del Fabricante	
<p>16. Inspeccionar las juntas de expansión ubicadas en el ducto de CO a los quemadores. En caso de detectarse poros y/o deterioros repararlas usando sistema TIG.</p> <p>17. Desconectar, limpiar, revisar y/o reparar las líneas de purga intermitente y válvulas respectivas.</p> <p>18. Revisar totalmente el Sistema de Instrumentación del equipo (arranque automático, parada automática de emergencia, circuitos de alarmas, etc.</p> <p>19. Limpiar superficie de alojamiento de empaque en las bridas de líneas, manholes, puertas, etc. Instalar empaques nuevos.</p> <p>20. Efectuar limpieza a todos los visores del Caldero.</p> <p>21. limpieza química</p> <p>Con el fin de efectuar la evaluación para determinar efectuarla se procederá a realizar los siguientes trabajos previos:</p> <p>Destapar cabezales de tubos colectores de vapor de agua, Cortar extremos de apéndices de cabezales de los cilindros longitudinales de la zona radiante (pared Norte y Sur, Cortar tubos (segmentos de + 30" c/.) en las paredes de la zona radiante (esto según recomendación del inspector).</p> <p>De determinar efectuar la limpieza química; se efectuará de acuerdo a lo establecido que será proporcionado por la División Ingeniería de Equipo.</p> <p>22. Efectuar prueba hidrostática al Caldero, siguiendo los siguientes pasos:</p> <p>a) Elevar la presión gradualmente hasta 99 Psig. La presión debe ser controlada todo el tiempo de modo que no se sobrepase en ningún momento el 6% de la presión de prueba. No se requiere de inspección visual de posibles fugas durante esta primera etapa, solo se requiere observar el manómetro. La duración de esta prueba debe ser de 5 minutos (como máximo).</p> <p>b) Reducir la presión hasta 650 Psig. y mantenerla por espacio de 55 minutos. En esta segunda etapa el Caldero será cuidadosamente examinado.</p> <p>23. Retirar platos ciegos instalados.</p> <p>24. Efectuar limpieza del área.</p>			

EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS

Luego de realizadas las pruebas e inspecciones se deberá elaborar el informe técnico, contemplando en el mismo los datos técnicos del equipo y los resultados obtenidos, para ello se creó un formato que se observa facilitando el manejo de los datos obtenidos en los trabajos realizados. Figura N° 53 Formato de Informe Técnico de Inspección.

LOGOTIPO DE EMPRESA		FORMATO DE INFORME TÉCNICO DE INSPECCIÓN				LOGOTIPO DEL CLIENTE	
INFORME DE INSPECCIÓN (título)					Fecha:		
					Codigo:		
ESPECIFICACIONES TECNICAS							
Equipo:		Marca:		Tipo:			
Serial:		Año de Fabricación:		Presión Max. Permisible		Fluido:	
Capacidad/Volumen:		Temp. Max. Permisible:		Espesor:			
				Tubos:		Carcasa:	
Sup. Transferencia:			Longitud:		Diametro		
ESTADO INTERNO Y EXTERNO							
Valvula de seguridad:		Cant:		Prueba en Banco:		Prueba instalada	
Nº 1	Marca:	Tamaño(pulg)		Presión(kg/cm²)		Apertura/Cierre(kg/cm²)	
Nº 2	Marca:	Tamaño(pulg)		Presión(kg/cm²)		Apertura/Cierre(kg/cm²)	
Nº 3	Marca:	Tamaño(pulg)		Presión(kg/cm²)		Apertura/Cierre(kg/cm²)	
Nº 4	Marca:	Tamaño(pulg)		Presión(kg/cm²)		Apertura/Cierre(kg/cm²)	
Estado de los tubos:		Estado de refractario:			Estado de linea de alimentación:		
Estado de veces de visita:		Estado de caldereta:			Estado de drenajes:		
Manómetro:		Estado de pared interna:			Soldadura:		
Sistema de Alarmas:			Espesor:				
			Tubos:				
			Carcasa:				
PRUEBA HIDROSTATICA							
Presion de prueba(kg/cm²):				Tiempo (min)		Resultado	
RESULTADO DE LAS INSPECCIONES Y PRUEBAS (Observaciones)							
RECOMENDACIONES							
Elaborado por:		Firma:		Nº de ficha:		Área	

4.6. PROGRAMACIÓN DE LAS INSPECCIONES DE CALDEROS

La programación se efectúa tomando en cuenta la frecuencia de inspección de cada equipo, la programación de la parada de planta y la fecha de la última inspección realizada, con el objetivo de dar seguimiento a la frecuencia de inspección de cada equipo y a las actividades de cada inspección, hay que tomar en cuenta que como no se conoce los daños presentes en los equipos y por consiguiente las reparaciones que hay que practicarles, el número de días que tardaran en hacer dichas reparaciones es una incógnita que será definida una vez determinado el grado de daños presente y el tipo de reparación a efectuar.

TABLA Nº 14

FECHA DE LA ÚLTIMA INSPECCIÓN

DESCRIPCION	FECHA		FRECUENCIA
	MES	AÑO	DE INSPECCION
CALDERAS			
FB-1 CO	Marzo	2015	Semestral
APIN	Agosto	2013	Anual
Babcock & wilcox	Setiembre	2013	Anual

TABLA Nº 15 Cronograma de inspección de Calderos

CRONOGRAMA DE INSPECCIONES DE LOS EQUIPOS SOMETIDOS A PRESION

	MESES DEL AÑO 2015												MESES AÑO 2016																																			
	ABR				MAY				JUN				JUL				AGO				SET				ENE				FEB				MAR				ABR				MAY				JUN			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4								
CALDERAS																																																
FB-1 CO																																																
APIN																																																
Babcock & wilcox																																																

PROGRAMA DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE RECIPIENTES A PRESIÓN

Equipo: Caldero FB-1 CO, Apin y Babcock & Wilcox

Área: Servicios Industriales y FCC **Normativa:** Código ASME Sección VIII

Debe establecerse un programa periódico de inspección y mantto.

Deberá corregirse inmediatamente cualquier defecto que se encuentre.

Durante la operación inicial se requerirá inspecciones más frecuentes, ajustes, limpiezas, etc.

PROGRAMA MINIMO:

DIARIAMENTE: Chequear características de la llama; puede descomponerse por fallas del sistema. Probar la alarma de bajo nivel de agua, desconectando sistema eléctrico.

SEMANALMENTE: Revisar el piloto.

MENSUALMENTE: Probar los ventiladores por posibles trabas del aire a presión, Revisar si tienen pase las válvulas de cierre por seguridad del quemador principal, Revisar e interruptor de arranque de fuego bajo, Revisar el purificador de gas y la pierna de goteo, Probar los interruptores de presión del gas combustible de alta y baja presión.

ANUALMENTE: Reemplazar tubos de vacío, electrodos, etc. En el sistema de la llama Probar todos los serpentines, diafragmas y otras partes operativas de todas las válvulas de control y de seguridad, Revisar la conexión del sistema eléctrico al nivel inferior de agua.

4.7. LISTA DE TRABAJOS PARA INSPECCIÓN DE CALDEROS ACUOTUBULARES: GUÍAS PARA EL TRABAJO DE INSPECTOR.

1. CILINDROS DE VAPOR DE AGUA Y DE LODO

Medición de grosores: Cilindro, Cabezas Y Boquillas (Estado interior y exterior: Corrosión, Cantidad y ubicación.

Estado de las juntas (soldadas ó remachadas): Longitudinales o Circunferenciales; Sedimentos é incrustación: Ubicación y distribución,

Espesor, Consistencia (dura, blanda), Color Y Composición química; Huecos de entrada al cilindro: Estado de la tapa (grosos), asientos (profundidad del deterioro), empaques, sistema de ajuste; Tapón salvavidas: Estado, Fecha del último reemplazo; Máxima presión admisible de trabajo, Calcular según el Código ASME.

2. TUBOS

Lado exterior (fuego): Grosos de la pared de los tubos, Diámetro exterior de los tubos, Estado general, Rotos, Ampollados, Quemadores (grosor quemadura, grosor remanente), Con indicios de fuga, Taponados, Ubicación de los tubos taponados o defectuosos, Expandas con fugas.

Lado interior (agua): Sedimentos: Espesor, Consistencias, Color, Corrosión: Uniforme, Localizada, Superficial Ubicación

3. CÁMARA DE COMBUSTIÓN

Obra del ladrillo refractario: Estado general: Piso, Techo, Deflectores, Juntas de expansión, Verticalidad. Quemadores: Quemaduras (ubicación), Orificios (diámetro), Difusor. Sistema de aire secundario: Motor, Ventilador y Ducto de la cámara

4. LÍNEAS

Alimentación de agua, de gas combustible, De vapor, de purga y de tratamiento: Ver sus Grosos de la tubería, Corrosión, Perforaciones Sedimento, incrustaciones (duro, blando).

5. VÁLVULAS DE SEGURIDAD

Fecha última inspección, Estado general de las válvulas, Asiento, Superficie de la boquilla, Dimensiones encontradas, Presión de apertura: Encontrada durante la inspección, después de inspeccionada, Prueba de fugas.

6. VÁLVULAS. En las líneas de alimentación de agua, de gas, vapor y de purga

7. INSTRUMENTOS

En los circuitos de agua: Controlador de nivel de agua en los cilindros, Vasos de nivel (tubo de vidrio), Manómetros, Grifos de prueba y purga.

En los circuitos de gas combustible: Medidores de flujo, Control de flujo (válvulas de control), Manómetros, En los circuitos de vapor: Medidores de flujo, Manómetros y Termómetros

8. CHIMENEA: Ductos metálicos, Cables templadores, Compuertas de tiro y sistema de regulación y Base, caja metálica y ladrillo.

9. ESTRUCTURAS EXTERIORES, BASES DEL CALDERO Y PINTURA

10. PRUEBA HIDROSTATICA: Realizar de acuerdo a normas.

DESARROLLO DE PROGRAMA DE INSPECCIÓN.

Un programa de inspección involucra utilizar métodos de detección de los distintos mecanismos de falla que pueden estar presentes en el equipo para que de esta manera evite cualquier posible daño que pueda ocurrir.

Selección de técnicas de inspección a los calderos en estudio.

(Utilizar la norma API 573).

TABLA N° 16 TÉCNICAS DE INSPECCIÓN Y ZONAS A ANALIZAR

Técnica de Inspección	Zona a analizar
Inspección Visual (VT)	Todas las zonas del caldero.
Medición de espesores (UT)	Todos los tubos y Secciones ductos de gas / aire.
Tintes penetrantes (PT)	Placas de refuerzo que fueron soldadas, bridas
Radiografía (RT)	Secciones de tubos cambiados por daños.

4.8. APLICACIÓN DE INSPECCIONES EFECTUADA A CALDEROS.

PARADA CORTA DEL CALDERO APIN EN REFINERÍA TALARA

1. OBJETIVO

Efectuar la inspección reparación al caldero APIN.

2. INSPECCIÓN Y REPARACIONES EFECTUADAS.

Fue realizada del 29 de mayo al 19 de junio del 2012.

2.1. La reparación principal que se le ha efectuado a este equipo incidió en la reposición total del refractario desprendido de la zona de expandas del Drum superior, al inspeccionar se observó que cuyo desprendimiento fue originado por la mala calidad del alambre Nicrón instalado y la deficiente aplicación del cemento refractario.

2.2. En esta inspección, se encontró gran cantidad de suciedad adherida a la superficie interior de los tubos, la cual se desprendía en porciones de regular magnitud. (Figura N° 54). Esta suciedad correspondía a material refractario, polvo de óxido, hollín y probablemente arena procedente de los ventiladores de aire.

2.3. Los soportes frontales de los tubos del sobrecalentador se reemplazaron debido a que presentaron oxidación por incidencia de llama, la cual originó la pérdida de material y desintegración de la cabeza de la mayoría de los pernos. Ver fig. 55

Figura N° 54



Residuo desprendido de los tubos

Figura N° 55



Soportes tubos en Sobrecalentador

2.4. Luego de las reparaciones efectuadas, el caldero queda en buenas condiciones mecánicas para operar sin problemas.

3. INSPECCIÓN Y TRABAJOS EFECTUADOS EN TUBOS DE LA ZONA RADIANTE Y SOBRECALENTADOR

- En general los tubos de la zona radiante, exteriormente, se encontraron impregnados con una capa delgada de residuos de óxido y hollín.
- Los tubos de la zona radiante N° 49 y 52 de la fila N° 2, lado Norte, se encontraron con pits de corrosión superficial de aprox. 1/32" de profundidad. (Figuras N° 56 y Figura N° 57).

Figura N° 56



Pits de corrosión en tubo N° 49

Figura N° 57



Pits de corrosión en tubo N° 52

La Empresa Ademinsac hizo la inspección de 60 tubos con un videoscopio, en el cual se pudo apreciar la cantidad de suciedad con que salieron los tubos del Caldero. (ver diagrama en la fig. N° 119).

SOBRECALENTADOR DE VAPOR

Los trece tubos se encontraron en general en regular condición mecánica: con ligera pérdidas de espesor, presencia de micro pits. Estos tubos deberán ser reemplazados en la próxima reparación general del Caldero.

Los 02 soportes frontales de los tubos del sobrecalentador se reemplazaron debido a que presentaron oxidación por incidencia de llama, la cual originó la pérdida de material y desintegración de la

cabeza de la mayoría de los pernos. En su reemplazo se han instalado soportes de acero inox. 316L protegidos con fibra cerámica fijada con alambre Nicrón de 80% de Ni y 20 % de Cr. (Ver Fig. N° 58)

DRUMS SUPERIOR E INFERIOR

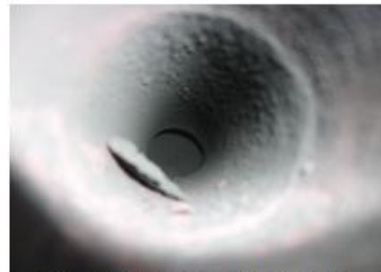
- En general los 02 drums se encontraron en buenas condiciones mecánicas. En el drum inferior se ha encontrado gran cantidad de sedimento acumulado. Los tubos se observaron con presencia de regular cantidad de suciedad adherida a la superficie interior.(Ver fig 59)

Figura N° 58



Soportes protegidos con kaowool

Figura N° 59



Suciedad en interior de tubos

- En el drum superior se encontró ligera cantidad de suciedad en la zona de expanda. De igual forma los decantadores de condensado y bandejas que se retiraron, se encontraron con ligera capa de suciedad, por lo que fue necesario realizar su limpieza con agua y jabón.

PRUEBAS HIDROSTÁTICAS.

Se efectuó una sola prueba hidrostática a 650 psig., para verificar la hermeticidad de los empaques de los manholes de los drums. A 50 psi fugó el empaque de tapa manhole lado Este y a 80 psi lado Oeste. Se efectuó el ajuste respectivo y proseguir con el incremento de presión a 650 psi. no se detectó ninguna anomalía. La prueba duró 10min.

APLICACIÓN DE INSPECCIÓN PARADA CORTA REPARACIÓN DEL CALDERO APIN REPORTE DE AGOSTO DEL 2013

Los trabajos de inspección corta se iniciaron el 06 de agosto del 2013.

INSPECCIÓN Y REPARACIÓN EFECTUADA EN EL DRUM SUPERIOR

1- Después de haberse retirado el encofrado de la zona de expandas del drum superior, se hizo la inspección respectiva golpeando todo el refractario con un martillo de hule. Se detectó una zona de aprox. 1.5 Ft. sin consistencia por lo que en cada golpe, se desprendía el cemento refractario. Se retiró dicho refractario y se aplicó uno nuevo.

2- Personal de Ademinsac efectuó la inspección de los tubos que se habían programado con antelación en este Caldero. Durante dicha labor, el instrumento que usaban, generó el desprendimiento de porciones de suciedad apelmazada en la superficie interior.

Figura N° 60



Inspeccionando tubos del drum

Figura N° 61



Residuos desprendidos en los tubos

3. Personal de Ademinsac, informó que el sensor que están utilizando y que recorre toda la superficie interior de los tubos, no ha podido pasar por los tubos N° 55 y 56 de la fila N° 1, lado Norte. (Ellos los sindicaron con los números 37 y 38). La relación original se modificó ya que a solicitud del operativo, se han inspeccionado adicionalmente los tubos 74, 75, 76, 77 de la fila N° 3 y los tubos 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, y 86 de la fila N°4.

Figura N° 62



Porción de suciedad retirada del interior de los tubos

Figura N° 63



Instrumentos en uso para la inspección

4- Se han instalado los 02 soportes nuevos en los tubos del sobrecalentador que se han confeccionado en el Taller de Calderería. Dichos soportes se han protegido con fibra cerámica y alambre Nicrón para preservarlos de la temperatura de la llama. (Ver Figs. N° 64 y 65).

Figura N° 64



Instalación de soportes.

Figura N° 65



Soportes protegidos con fibra

5- Con nuestro Analizador de Metales marca Nitón, se analizó la composición química de la suciedad que se ha desprendido de los tubos, con el siguiente resultado: Fe: 98.417% ; Mn: 0.152% ; Zn: 0.066% ; V:0.030%; Cr: 0.017%.

NOTA:

•La presencia de regular cantidad de suciedad en el interior de los tubos, está generando una deficiente transferencia de calor e incluso los tubos que tienen esta anormalidad, no están recibiendo la refrigeración que requieren para no quemarse. Por ello es necesario realizar el lavado químico del Caldero a la par con el pasivado que se ha programado realizar.

•**F-C3A.**- Se atendió esta emergencia al haberse emulsionado el aceite de la chumacera de la turbina. El agua salía en gran cantidad por el vaso nivel "Trico" Se emitió recomendación, para retirar el enfriador y hacerle prueba neumática o hidrostática a 3 psi de presión. Durante la prueba, el enfriador presentó regular fuga por varias zonas del serpentín. Se ha recomendado confeccionar uno nuevo de acuerdo a muestra.

Figura N° 66



Estado del serpentín

Figura N° 67



Serpentín con fuga

Figura N° 68



Fuga por empaque

Se está procediendo a colocar las canaletas y decantadores en su ubicación original (Drum superior). Al efectuar prueba hubo fuga en empaque, esta fue superada reprimiendo los pernos. (Fig. 68).

APLICACIÓN DE INFORME TÉCNICO DE INSPECCIÓN AL CALDERO

APIN REFINERIA PETROPERÚ TALARA

FECHA DE INSPECCIÓN: 5/06/2012 AL 14/06/2012

MÉTODOS EMPLEADOS: INSPECCIÓN MEDIANTE REMOTE FIELD

ELECTROMAGNETIC TECHNIQUE

EMPRESA: ADEMINSAC EN JUNIO 2012

1.- GENERALIDADES

Entre los días 5 al 8 de Junio del 2012, personal de la Empresa ADEMINSAC, se instaló en la Refinería de Talara para la inspección de tubos del Caldero APIN durante la parada de Planta en Junio del 2012.

2.- OBJETIVO

Emitir un informe Técnico del resultado de los trabajos de inspección realizados con la Técnica de RFET (Remote Field Electromagnetic Technique) para determinar el porcentaje de desgaste actual de los tubos, así como la vida remanente de los mismos.

3.- CARACTERISTICAS PRINCIPALES DEL CALDERO APIN

MODELO	Apin acuotubular 21M-OBR-46078- N° 1118)
GENERACIÓN DE VAPOR:	110,000 Lb/hr
PRESION DE DISEÑO:	700 Psi
PRESION DE SALIDA DEL SOBRECALENTADOR:	600 Psi
TEMPERATURA DEL VAPOR SOBRECALENTADOR:	700° F Máx.
TEMPERATURA DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN:	240°F
COMBUSTIBLE:	GAS

4.- ALCANCE DE LA INSPECCIÓN

Porque evaluar las tuberías: Las tuberías requieren alta capacidad tecnológica en refinerías, poseen componentes contenedores de presión, y operan en condiciones extremas, a elevadas presiones y temperaturas o en situaciones desfavorables en cuanto a degradación o corrosión de los materiales pero manteniendo límites de seguridad y control requerido.

Tienen que cumplir requerimientos de análisis más exigentes, los cuales se incorporan en el diseño, la fabricación e inspección.

Existe la necesidad de evaluar las tuberías debido a los diferentes daños que se manifiestan, (ejemplo la corrosión), ocasiona pérdida de espesor de la pared de la tubería.

De acuerdo con las coordinaciones preliminares, se ha ejecutado la siguiente actividad: Evaluación de 150 tubos con la Técnica de Remote Field Electromagnetic Technique de la zona convectiva.

5.- PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN

Remote Field Electromagnetic Technique: ASTM–E2096; Práctica estándar In Situ El examen de Ferromagnético para tubos en calor Uso de Prueba de Campo Remoto.

El propósito de RFT es evaluar la condición de la tubería. Los resultados de la evaluación se pueden utilizar para evaluar la probabilidad de fallo de la tubería durante el servicio.

Esta práctica es para uso en tubos ferromagnéticos con diámetros exteriores 0,500-2,000 pulg. [12,70 a 50,80 mm], con espesores de pared en el rango de 0,028 hasta 0,134 pulg. [0,71 a 3,40 mm].

Se aplica Normas ASTM E543 (Especificación para Agencias de cómo realizar la prueba no destructiva) y E1316 Método para medir la transmisividad y partes transparentes. Asimismo uso de ASME SECCION V ART 17 (RFT) MÉTODO DEL EXAMEN y la EVALUACIÓN DE LA VIDA REMANENTE DE LOS TUBOS Código ASME Sección I inciso PG-27 y NATIONAL BOARD INSPECTION CODE NB-23.

Consideraciones para el análisis de integridad.- Los Cálculos de espesor mínimo de diseño fueron realizados según enunciado en el código ASME Sección 1 inciso PG-27 y los cálculos de vida remanente y Rate de corrosión fueron hechos según National Board Inspection code NB, asimismo las fórmulas para cálculos de la velocidad de corrosión y la vida remanente de los componentes se encuentran en el capítulo V.

6.- EQUIPOS Y TÉCNICAS DE MEDICIÓN

Los equipos certificados utilizados son: Remote Field Electromagnetic Technique: Equipo EAGLE 2000, cuyas características tiene: Sonda de 1.5 SC REFT SN: 09-030 y con Patrón de Calibración CS-2.0-11-001B

APLICACION DE INSPECCION GENERAL AL CALDERO FB-1 CO EN LA REFINERÍA TALARA (Agosto 2013)

1. OCURRENCIAS DE FALLA

En los últimos meses de operación del caldero CO presentó fuga de agua al exterior en los drenajes de la zona convectiva. Esta zona comunica directamente con el economizador y escape de gases.

Fue necesario efectuar reiteradas reparaciones en los tubos de la primera fila del economizador debido a fallas en las uniones soldadas.

2. ANÁLISIS DE LA FALLA

2.1. Inicialmente, debido a la antigüedad del caldero, se acordó reemplazar el economizador (14 serpentines de tubos aleteados en 14 filas. ASTM A 178 Gr A, 4.2 mm Th).

2.2. En un análisis minucioso se determinó que:

- Solamente los tubos de la primera fila presentaban elongación y ésta



tenía una flecha de 2.36 veces el diámetro, el estándar API 573 indica

que la máxima deflexión permitida es 5D; por lo que la deformación actual no sería problema en el corto plazo. Se requiere efectuar mediciones de la flecha en cada inspección del caldero.

La fuga de agua ocurría en las uniones soldadas de los tubos. Estas uniones soldadas se efectuaron en reparaciones anteriores, y éstas ocurrían en el lado interior del caldero (Figura N° 69) y en el exterior (Figura N° 70), En la Figura N° 71, se esquematiza el segmento reemplazado. Las uniones soldadas presentaban falla continua.



Figura N° 71 - Reparación de los tubos del economizador

2.3. Operativamente el deareador O-V5 venía trabajando

deficientemente por lo que, para compensar se venía inyectando mayor cantidad de aditivo secuestrante de oxígeno para minimizar el problema de corrosión, esta acción hacía prever ensuciamiento en las paredes interiores de los tubos del caldero. Lo cual ameritaba la inspección del deareador y de los tubos.

3. CONSIDERACIONES PREVIAS A LA INSPECCIÓN GENERAL

Durante las reparaciones de emergencia se observó que 14 segmentos de tubo (de 2 m aprox. de longitud) de la primera fila (inferior) se habían reemplazado en anterior oportunidad, las soldaduras efectuadas empezaron a fallar debido a rotura por dilatación térmica. El reemplazo

obedeció a desgaste de los tubos ocurrido por la presencia de catalizador en cantidad inusual que originó erosión.

4. DETERMINACIÓN DE TRABAJOS DE INSPECCIÓN A EFECTUAR.

4.1.- En la cámara radiante.- Determinar el estado mecánico de los tubos. Procedimiento a usar: ultrasonido puntual al 10% del total de tubos, en tres alturas (abajo, medio, arriba – esta cámara tiene 4 metros de altura). Inspección visual para observar si existe ampollamiento o picadura exterior. Inspección interior haciendo uso de boroscopio para determinar la calidad de la capa del pasivado. (laminilla de óxido pasivante) y la presencia de picadura.

4.2.- En la cámara convectiva.- Determinar el estado mecánico de los tubos. Procedimiento a usar FERT (técnica de ensayo de campo remoto) desde el interior del 100% de los tubos para determinar áreas de bajo espesor. Ultrasonido puntual desde el exterior de los tubos que presentaron espesores con desgaste mayor al 10% del espesor original de los tubos. Inspección con boroscopio para observar la calidad de la capa del pasivado.

4.3.- Tubos del economizador.- Determinar el estado mecánico de los tubos. Procedimiento a usar ultrasonido por barrido en el área de todos los codos (es la zona más expuesta a erosión). Inspección visual de las aletas de los tubos. Reemplazo de 14 nuevos tubos sin aletas en la primera fila. Inspección de la soldadura mediante radiografía industrial.

4.4.- Sobrecalentador.- Determinar el estado mecánico de los tubos mediante pruebas de ultrasonido y golpe de martillo

4.5.- Adicionalmente, se hicieron réplicas metalográficas en los tubos de las dos cámaras y del economizador cuya finalidad fue determinar el envejecimiento de los granos de la aleación que ocurre por calentamiento y que pudieran estar llegando a la zona de creep.

A todas las soldaduras de los tubos reparados del economizador se les programó los siguientes trabajos de inspección: prueba de tintes penetrantes en el pase de raíz; inspección visual al pase de acabado;.; Prueba radiográfica. El acabado final fue a cero defectos.

Al finalizar los trabajos de reparación se efectuó la prueba hidrostática del caldero de acuerdo a la siguiente secuencia, conforme está normado para este caldero (1) prueba destructiva a 900 psig durante 5 minutos. Esta prueba sirve para determinar si los tubos tienen la suficiente resistencia mecánica. (2) prueba hidrostática a 650 psig durante 1 hora, durante esta prueba se determina si existe fuga de agua por las expandas (los tubos de estos calderos se unen a los tambores mediante expandido –no se sueldan). Toda fuga de agua debería eliminarse mediante expandido.

Después de la prueba hidrostática se instalaron las válvulas de seguridad y se probaron a 650 psi, 670 psi y 690 psi respectivamente.

5. PLANEAMIENTO DE REPARACIÓN DEL ECONOMIZADOR

Retiro de la primera cama de tubos del economizador.

Traslado al taller del distribuidor de agua afectado (manifold inferior). En el taller se retiraría los segmentos de tubos salientes, se les prepararía el asiento para el ingreso de segmentos nuevos de tubos (soldaduras inspeccionadas con tintes penetrantes e inspección visual (apoyada con lupa). Preparación de biseles, aprobación con inspección visual. Soldeo tubo por tubo, con soldadores homologados y calidad demostrada. Instalación de segmentos de refuerzo (media caña de tubos). Reemplazo de las bocinas de pared en el cruce de los tubos del economizador al exterior, reinstalación del distribuidor retirado.

6. DATOS TÉCNICOS

6.1. Tubos de la cámara radiante: 3" O.D., espesor nominal 0,177", 106 tubos, acero al carbono ASTM A 178 Gr A

6.2. Tubos de la cámara convectiva: 2" O.D. Espesor nominal 0,126", 703 tubos, acero al carbono ASTM A 178 Gr A

6.3. Tubos del sobrecalentador: 2" O.D., Espesor mínimo encontrado: 0,159", espesor mínimo permisible: 0,050".

6.4. Material usado en bocinas del cruce interior al exterior: ASTM A 106, cédula 40.

7. NORMAS TÉCNICAS USADAS

ASME B&pv Sec V, Art. 23, SE-797. Metalografía de Inspección Ultrasónica

ASME B&PV, Sec V, Art 17. Metodología de Inspección por Campo Remoto (RFET)

API 530. Cálculo del espesor mínimo de tubos a presión

API 573. Inspección de Calderos y calentadores

API 579. Aptitud para el servicio

API 571. Mecanismo de daño que afectan equipos estáticos en la Industria de Refinación.

API 572. Inspección de recipientes a presión.

8. RECORD FOTOGRÁFICO

Figura N° 72



Inspección tubos del sobrecalentador

Figura N° 73



Tubos nuevos instalados en el economizador

Figura N° 74



Distribuidor de agua

Figura N° 75



Tubos de la cámara convectiva. Muestran catalizador adherido

Figura N° 76



Resortes Flexibles. Prueba en el Taller de Reparaciones de Petroperú

Figura N° 77



Soldadura en los tubos del economizador. Se instaló cubrejunta de refuerzo.

Figura N° 78



Muestra de tubo del economizador. El espesor de pared se mantiene. La picadura es incipiente

Figura N° 79



Tambor de agua. Se reemplazó el dispositivo de ajuste

Figura N° 80



Presentación del distribuidor de agua del economizador para su soldeo

Figura N° 81



Codos del economizador. Mapeo Phase Array (ultrasonido por barrido)

Figura N° 82



Falla de un tubo del economizador
(hay escape de agua). Falla en el
cordón de soldadura

Figura N° 83



Cámara convectiva. Medición del
espesor de pared de los tubos

Figura N° 84



Codos del economizador donde se efectuaron pruebas de ultrasonido y metalográficas

APLICACIÓN DE INFORME TÉCNICO DE INSPECCIÓN MEDIANTE REMOTE FIELD ELECTROMAGNETIC TESTING (RFET) A LOS TUBOS DE LA ZONA CONVECTIVA DEL CALDERO FB-1 CO REFINERÍA TALARA

1. ANTECEDENTES:

- 1) En el periodo del 17 al 21 de enero del 2011, la Cía. ADEMINSAC, inspeccionó 155 tubos de 2"Ø de la zona convectiva del Caldero CO, mediante la técnica: RFET (Remote Field Electromagnetic Testing). Ver informe.
- 2) En la Parada Corta Programada ejecutada en el periodo del 06 al 10 de Diciembre del 2011, se inspeccionó con ultrasonido, la parte inferior (curva) de los tubos de 2"Ø de la primera fila lado oeste de zona convectiva. El espesor mínimos encontrado 0.142" VS 0.178"

Nominal.

3) Se tomaron placas radiográficas por rayos X, a 24 tubos accesibles (Contados de sur a norte. Ubicación de zona muestreada: 1 FT por encima del drum inferior). Los trabajos estuvieron a cargo de la Cía. ATAC SAC. El resultado de inspección indica que el estado de los tubos inspeccionados es bueno. Se observan indicaciones de pits de corrosión.

2. GENERALIDADES

Entre los días 17 al 21 de Enero del 2011, personal técnico de **ADEMINSAC**, se instaló en la Refinería Petroperú – Talara para atender una solicitud de Petróleos del Perú, para la inspección de tubos del caldero F – B1 durante la parada corta de FCC 2011.

3. OBJETIVO

Emitir un Informe Técnico del resultado de los trabajos de inspección realizados con la técnica de RFET (Remote Field Electromagnetic Testing) para determinar el porcentaje de desgaste actual de los tubos, así como la vida remanente de los mismos.

4. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA CALDERA F-B1

TIPO:	Mitsubishi CE Acuatubular (Modelo VU – 60)
GENERACIÓN DE VAPOR:	132,000 Lb/hr
PRESIÓN DE DISEÑO:	670 Psi
PRESIÓN DE SALIDA DEL SOBRECALENTADOR:	600 Psi
TEMPERATURA DEL VAPOR SOBRECALENTADO:	700 °F
TEMPERATURA DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN:	240 °F
COMBUSTIBLE:	GAS
TEMPERATURA AMBIENTE DEL AIRE:	90 °F Máx/50°F Mín.

5. ALCANCE DE LA INSPECCIÓN

De acuerdo con las coordinaciones preliminares, se han ejecutado las siguientes actividades:

5.1. Evaluación de 155 tubos con la técnica de Remote Field Electromagnetic Testing de la zona convectiva seleccionados por

Petroperú SA.

5.2. Evaluación de 2 tubos con la técnica de Remote Field Electromagnetic Testing del Economizador seleccionados por Petroperú SA.

6. PROCEDIMIENTO DE INSPECCION

Remote Field Electromagnetic Testing: ASTM - E 2096; ASME SECCIÓN V, artículo 17 Esta práctica es para uso en tubos ferromagnéticos con diámetros exteriores 0,500-2,000 pulg. [12,70 a 50,80 mm], con espesores de pared en el rango de 0,028 hasta 0,134 pulg. [0,71 a 3,40 mm].

EVALUACIÓN DE LA VIDA REMANENTE DE LOS TUBOS

CÓDIGO ASME SECCIÓN I inciso PG – 27; NATIONAL BOARD INSPECTION CODE NB - 23

7. EQUIPOS Y TÉCNICAS DE MEDICIÓN

Los equipos certificados utilizados son: Remote Field Electromagnetic Testing: Equipo EAGLE 2000, Serie: 08-3278-12, con las siguientes características: Sonda de 1.5 SC REFT SN:09 – 039 Patrón de Calibración CS –2.0–11–001B.

INSPECCIÓN TUBOS DE ECONOMIZADOR EN CALDERO F-B1-CO

I. ANTECEDENTES:

1) En la Parada Corta Programada ejecutada en el periodo del 06 al 10 de Diciembre del 2011, se inspeccionó con ultrasonido, los codos “U” de Zona Inferior y Zona Media. El espesor mínimos encontrado 0.105” VS 0.165” Nominal. El resultado de esta inspección indica que los codos han perdido el 36% de espesor de pared aproximadamente.

Ver registro de espesores.

2) Además se tomaron placas radiográficas por rayos X, a 17 codos accesibles “U” de la Zona Inferior y 17 codos accesibles “U” de la Zona Media. Los trabajos estuvieron a cargo de la Cia. ATAC SAC. El

resultado de inspección indica lo siguiente:

ZONA INFERIOR DEL ECONOMIZADOR:

Los Tubos 1, 2, 4, 5, 6, 16 y 17, muestran corrosión tipo pits de 1 mm Ø.

máx. en la zona curva y recta. El Tubo 3 muestra fisuras interiores y corrosión tipo pits de 2 mm Ø. máx. en la zona curva y recta.

El Tubo 7 muestra pits de corrosión de 2 mm Ø. máx. en la zona curva y recta. Los Tubos 8, 9, 10, 11, 12, 13 y 14, muestran pits de corrosión de 1 mm máxima en la zona recta. El Tubo 15 muestra fisuras internas en la zona recta.

ZONA MEDIA DEL ECONOMIZADOR:

El Tubo 1, muestra corrosión tipo pits de 3 mm Ø. máxima en la zona recta y curva, Los Tubos 2, 3, 4, 10, 11 y 13, muestran corrosión generalizada de 2 mm. en la zona recta y curva. Los Tubos 5, 6, 7 y 8, muestran corrosión generalizada de 1 mm. en la zona recta y curva.

El Tubo 9, muestra pits de corrosión de 2 mm Ø. máxima en la zona curva y recta, profundidad 2 mm. El Tubo 12, muestra pits de corrosión de 1 mm. Ø, en la zona curva. Los Tubos 14, 15, 16 y 17, muestran corrosión tipo pits de 1 mm. máxima de dimensión.

CALDERO CO – FB1

Fecha de falla : 03.07.2011

Ubicación de la falla: Economizador. Adyacente al distribuidor de agua inferior

Tiempo de reparación: Del 04.07.2011 a los 08.07.2011 (05 días calendario)

ANTECEDENTES

Fuga de agua en el economizador el 03.03.2011; Falla de los tubos 10, 11 y

12 (contados de este a Oeste); La causa de falla se atribuye al desgaste por erosión exterior y a picadura interna.

REPARACIÓN EFECTUADA: Corte del segmento deteriorado, Corte de ventana para facilitar el soldeo en la zona inaccesible, Cerrado de ventana, Prueba hidrostática

REPARACIÓN EFECTUADA

Corte del tubo desde zona adyacente a las aletas hasta zona cercana al distribuidor.

Corte de segmento (ventana) para facilitar el soldeo del segmento de tubo nuevo desde el lado interior en la zona inaccesible al soldador.

Soldeo de la ventana, Soldeo desde el lado exterior en el otro extremo.

Figura N° 85



Figura N° 86



Figura N° 87

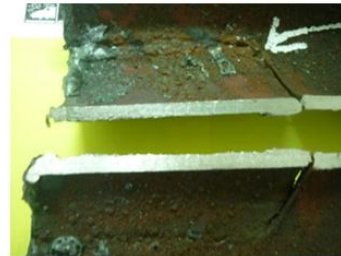


Figura N° 88



Figura N° 89



**APLICACIÓN DE PROCEDIMIENTO DE TRABAJO DEL
REEMPLAZO PARCIAL DE TUBOS EN EL CALDERO FB-1 CO.**

1. **Apertura de Manholes:** En su ubicación se encuentran tres en la pared Norte y uno en la pared Este.

Figura N° 90



PARED NORTE ÚLTIMO NIVEL

Figuras N°91/92



MANHOLES DEL LADO NORTE 2DO NIVEL

Figura N° 93



MANHOLE DRUM DE AGUA

Figura N° 94



MANHOLE DRUM DE VAPOR

Figura N° 95



PARED ESTE

Retiro de Cubiertas Externas de aislamiento, Refractario, sopladores de Hollín y Deflectores de gas.

Figura N° 96



CUBIERTA LATERAL Y FRONTAL DEL DRUM DE VAPOR LADO NORTE

Figura N° 97



CUBIERTA INFERIOR DRUM DE AGUA

Figura N° 98



VIGAS TIPO "I" LADO OESTE Y NORTE CON CUBIERTAS

Retirar aislamiento (mantas de lana mineral, reforzada con malla de alambre), sujetas a los tubos de 3" OD (paredes refrigerantes) con pines, los cuales están soldados a las aletas de los tubos, Retirar refractario (Kawool) de las puertas del horno, Retirar refractario de los tubos de 3" OD en zonas sin aletas (Kaolite detenido) y Retirar

refractario de los tubos cerca del drum superior y efectuar ciertas reparaciones.

Figura N° 99



AISLAMIENTO YA RETIRADO

Figura N° 100



REFRACTARIO EN RETIRO

Figura N° 101



**AISLAMIENTO CON PROTECTOR
YA RETIRADO EN LOS ANILLOS**

Figura N° 102



**REPARAR ESTA AREA CON
ALAMBRE Y KAWOOL**

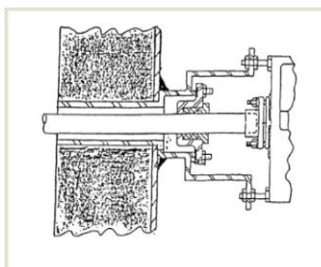
Retirar los tres sopladores de hollín tipo rotatorio de gas y los tres deflectores de flujo (internos), del banco de tubos.

Figura N° 103



SOPLADORES DE HOLLIN

Figura N° 104



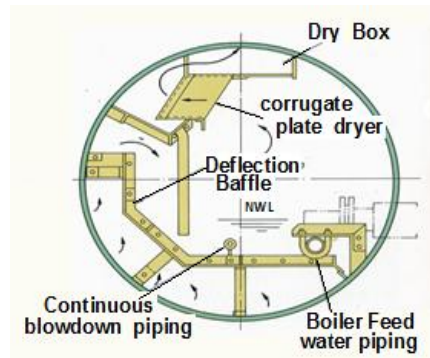
Indicaciones dada por **CLYDE BERGEMANN** para su instalación **del Manual Tulsa Heaters-PP**: En Hornos y Calderos a presión tienen una manga tipo de pared diferente. (Véase la figura 104) Una caja de

relleno y embalaje se suministran para sellar alrededor del elemento. Se debe tener cuidado en el conjunto para centrar y alinear esta caja de relleno para evitar la unión del elemento. Después de instalar la caja de empaque, compruebe la posición del elemento.

NOTA: La brida de elemento y la conexión del niple deben soportar el vapor y los tornillos de fijación ser garantizados. Si el elemento es menos resistente que la brida, el arco soplado se verá alterada y tubos, tambores o deflectores en peligro por medio de soplado de choque.

4.- Retiro de accesorios internos del drum de vapor **Figura N° 105**

- a) Retiro de tubería de alimentación de agua.
- b) Retiro de tubería de purga continua
(*continuous blowdown pipe*).
- c) Retiro de deflectores (*baffles*):
cámara



formada por paneles.

- d) Retiro de filtros de secado (*Dry box*).

5.- RETIRO DE TUBOS Y PLACAS SOPORTE.

(Tubos: ASTM A-178. GR A / Planchas: ASTM A-285 GR A,B)

- a) Retirar las paredes de tubos de 3"Ø con aletas soldadas y soportes en primer panel en 4 niveles 06 tubos tipo 2 y 05 tubos tipo 3. Incluye los tipo 1. Total de tubos de 3"Ø a reemplazar: 11 tubos.

- b) Retirar 02 soportes (placas) del banco de tubos, estos se encuentran soldados en las columnas de tubos 1 y 11. Ubicación de soportes: Filas de tubos 3 y 9.
- c) Identificar y marcar la zona de tubos a reemplazar: Los tubos a reemplazar están ubicados en el lado Norte de los drums: 12 Filas x 11 columnas. Total de tubos de 2"Ø a reemplazar: 132 Tubos(ver TABLA 17)

Primera columna (Lado Oeste)	10 tubos G13. 02 tubos G48	Total: 12 tubos.
Segunda columna	12 tubos G18.	Total: 12 tubos.
Tercera columna	12 tubos G23.	Total: 12 tubos.
Cuarta columna	12 tubos G28.	Total: 12 tubos.
Quinta columna (Lado Oeste)	10 tubos G33. 02 tubos G38.	Total: 12 tubos.
Sexta columna (Lado Oeste)	12 tubos G33.	Total: 12 tubos.
Sétima columna	12 tubos G28	Total: 12 tubos.
Octava columna	12 tubos G23	Total: 12 tubos.
Novena columna	12 tubos G18	Total: 12 tubos.
Décima columna	12 tubos G13	Total: 12 tubos.
Onceava columna (Lado Este)	12 tubos G8	Total: 12 tubos.

Nota: Total de tubos a reemplazar en próximo reentubado: 143 Tubos.

DETALLE DE LOS SOPORTES DEL PANEL LATERAL (12 TUBOS 3" O.D.)

En Anexos (Figuras N° 03 al 07) se observa los planos de las paredes de tubos de 3"Ø con aletas soldadas y soportes en primer panel de 4 niveles, así como los esquemas de ubicación de tubos y placas soporte, se necesita retirar 02 soportes (placas) del banco de tubos, estos se encuentran soldados en las columnas de tubos 1 y 11; asimismo la Ubicación de soportes son las filas de tubos 3 y 9 (Zona a intervenir 11 columnas de 2"OD + 1 columna de 3"OD), También se menciona el

Método para sacar los casquillos de los drums. En el caso de que los tapones y campanas estén soldados al cilindro, el retiro de los casquillos de los tubos se hará esmerilando previamente los cordones de soldadura existentes.

Figura N° 106 tapones en el drum



Figura N° 107 tapones esmerilados



Figura N° 108 esquema de tapones y defectos de tubos

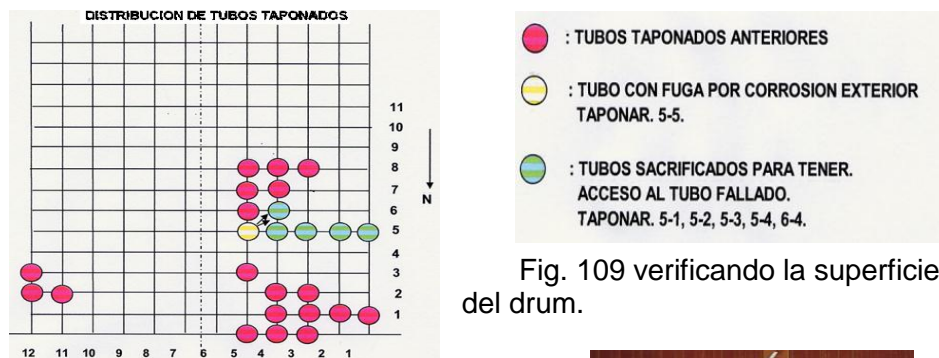
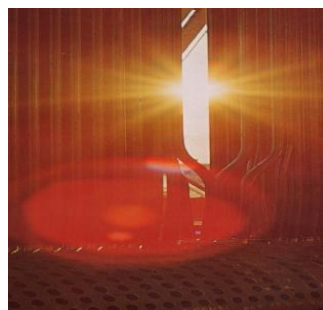


Fig. 109 verificando la superficie del drum.



6. VERIFICAR SUPERFICIES

Confirmar en los drums, que no ha ocurrido daños en la superficie de los agujeros donde se alojaron los tubos (alojamientos deformados)). En caso de existir ralladuras, estas deben ser eliminadas. Para esto se les dará un acabado liso con pasta fina de esmeril o lija de cigüeñal.

7. INSPECCIÓN DE TUBOS.

Inspeccionar y soplar con aire a presión, el interior de los tubos.

Antes de insertar los tubos en los agujeros del drum, la superficie de los extremos de los tubos deberán pulirse con lija de cigüeñal.

Las ralladuras longitudinales deben ser eliminadas.

Insertar los tubos dentro del drum de vapor y drum agua. Verificar desde el interior de los drums, la proyección de cada tubo. La longitud de la proyección de cada tubo será de 11 mm en promedio (8 mm. mínimo a 14 mm. Máximo), antes del expandido.

Figura N° 110 Retiro de tubos



Figura N° 111 preparación de tubos



8. EXPANDIDO DE TUBOS.

- Una vez reemplazados todos los tubos, estos deben ser expandidos.

Además expandir ligeramente los tubos adyacentes.

- La secuencia de expandido deberá iniciar en los tubos del centro y avanzar hacia los extremos.

Figura N° 112 tubos en expansión

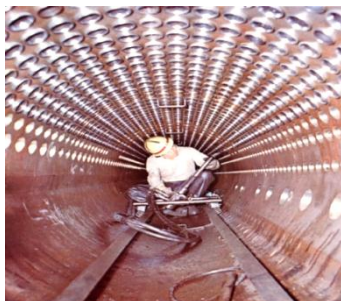
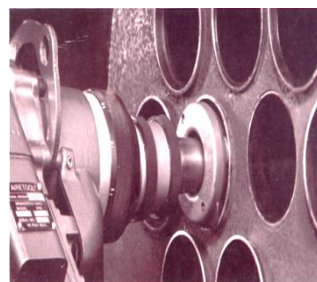


Figura N° 113 expandiendo tubo



TIPOS DE EXPANDAS E INSTRUMENTOS

- Expanda P-1252/11

Denominación: 3"x7 - 8G

Rango: 2 3/8" - 2 3/4"

Espesor de Drum: 68 mm

- Expanda P-1158/11

Denominación: 2"x10 -12G

Rango: 2 3/8" - 2 3/4"

Figura N° 114 Expanda P-1252/11



Figura N° 115 Expanda P-1166/9

Espesor de Drum: 68 mm

- Expanda P-1166/9

Denominación: 2"x10 -12G

Rango: 2 3/8" - 2 3/4"

Espesor de Drum: 47mm



MICROMETROS DE INTERIOR DIGITAL X T DE 3 PUNTOS PARA MEDICIÓN DE AGUJEROS

-Instrumento: Micrómetro Métrico; *Bowers* con Anillo Patrón N°223739

Fecha de calibración: 08 de Enero 2009. Condición: Nuevo. Rango de medición: 35 mm -50mm.

-Instrumento: Micrómetro Métrico; *Bowers* con Anillo Patrón N°220747

Fecha de calibración: 01 de Octubre 2008. Condición I: Nuevo.

Rango de medición: 50mm – 65mm.

8.1. CÁLCULO DE EXPANDIDO

- Diámetro OD: 2"

- Espesor de Tubo: 0.126"

$$Wd = [Da - (Do + C)] / (Do + C) \dots\dots\dots \text{Ecuación N° 2}$$

Dónde: Wd: Relación de Expansión (en pulg)

Da: Diámetro interior del tubo después del expandido (en pulg)

Do: Diámetro interior del tubo antes del expandido (en pulg)

C : Luz entre agujero de la placa portatubo y tubo (en pulg) =

Diámetro agujero en la placa – Diámetro exterior del tubo

Tabla N° 18

Relación
Espesor / Diámetro exterior de tubo
0.05
0.08
0.12

Tabla N° 19

Relación de Expansión (Wd)
0.7 – 1.2
1.0 – 2.0
1.8 – 3.0

Entonces: $0.126'' / 2.000'' = 0.063$

$Do = 2.000'' - 2(0.126'') = 1.748''$

$C = 2.0276'' - 2.000'' = 0.0276''$

Para $Wd = 0.7$ encontramos $Da = 1.78803''$

Para $Wd = 1.2$ encontramos $Da = 1.79691''$ Dónde:

Wd: Relación de Expansión (en pulg)

Da: Diámetro interior del tubo después del expandido (en pulg)

Do: Diámetro interior del tubo antes del expandido (en pulg)

C : Luz entre agujero de la placa portatubo y tubo (en pulg) =

Diámetro agujero en la placa – Diámetro exterior del tubo

CÁLCULO DE EXPANDIDO

- Diámetro OD: 3'' con reducción a 2'' - Espesor de Tubo: 0.177''

$$Wd = [Da - (Do + C)] / (Do + C) \dots\dots\dots \text{Ecuación N° 3}$$

Dónde:

Wd: Relación de Expansión (en pulg)

Da: Diámetro interior del tubo después del expandido (en pulg)

Do: Diámetro interior del tubo antes del expandido (en pulg)

C : Luz entre agujero de la placa portatubo y tubo (en pulg) =

Diámetro agujero en la placa – Diámetro exterior del tubo

Tabla N° 20

Relación
Espesor / Diámetro exterior de tubo
0.05
0.08
0.12

Tabla N° 21

Relación de Expansión (Wd)
0.7 – 1.2
1.0 – 2.0
1.8 – 3.0

Entonces: $0.177'' / 2.000'' = \mathbf{0.0885}$

$Do = 2.000'' - 2(0.177'') = 1.646''$

$C = 2.0276'' - 2.000'' = 0.0276''$

Para $Wd = 1.0$ encontramos $Da = 1.6903''$

Para $Wd = 2.0$ encontramos $Da = 1.7071''$ Dónde:

Wd : Relación de Expansión (en pulg)

Da : Diámetro interior del tubo después del expandido (en pulg)

Do : Diámetro interior del tubo antes del expandido (en pulg)

C : Luz entre agujero de la placa portatubo y tubo (en pulg) =
Diámetro agujero en la placa – Diámetro exterior del tubo

9. PRUEBA HIDROSTÁTICA

- Efectuar la prueba hidrostática a una presión de 720 psi por una hora y luego a 900 psi por 5 minutos. Prever la adquisición de tapones, en el supuesto de encontrar tubos rotos.
- Prever el soldado de tapones y tubos en el caso de encontrar daños en los alojamientos.

10. REINSTALAR TUBOS DE 2"Ø OD, PLACAS SOPORTE, TUBOS 3"Ø OD Y ANGULOS SOPORTE DE PRIMER PANEL

- Reinstalar un total de 132 tubos, de acuerdo a lo indicado en punto 5
- Reinstalar los 02 soportes (placas) del banco de tubos. Soldar en las columnas de tubos 1 y 11. Ubicación de soportes: Filas de tubos 3 y 9.

- Reinstalar tubos de pared 3"Ø OD con aletas y soportes en primer panel en 4 niveles.

11. REINSTALAR INTERNOS DEL DRUM CERRAR MANHOLES

- Reinstalar tubería de alimentación de agua.
- Reinstalar tubería de purga continua.
- Reinstalar deflectores (baffles). Las uniones en los deflectores no requieren hermeticidad, pero si lo más ajustado posible.
- Reinstalar filtros del secador. Las uniones del ensamble del secador debe estar herméticos, para impedir que la humedad se derive al secador (filtro superior) y se mezcle con el vapor seco al salir del tambor.
- Antes de cerrar los drums confirmar el ajuste de los pernos de sujeción y tuercas así como la no existencia de materiales extraños.

12. REINSTALAR SOPLADORES DE HOLLÍN , DEFLECTORES, AISLAMIENTO Y REFRACTARIO

- Reinstalar los 03 deflectores de flujo de gas, del banco de tubos.
- Reinstalar los 03 sopladores de hollín tipo rotatorio.
- Reinstalar refractario de los tubos cerca de los drums de vapor/agua.
- Reinstalar refractario de los tubos de 3" OD en zonas sin aletas.
- Reinstalar aislamiento (mantas de lana mineral, reforzada con malla de alambre), sujetas a los tubos de 3" OD con pines, los cuales están soldados a las aletas de los tubos.
- Reinstalar refractario de las puertas del horno.

13. REINSTALAR CUBIERTA EXTERIOR

- Reinstalar y soldar cubiertas: inferior, lateral, frontal y superior.
- Reinstalar escalera y barandas adyacentes.
- Reinstalar accesorios y tornillos de las cubiertas externas.
- Reinstalar las vigas tipo “I”, empernadas.

14. PRUEBA DE FILTRACIÓN DE AIRE.

•Operando el ventilador de tiro forzado, todas las soldaduras nuevas de la cubierta, sellos de soldadura y juntas serán inspeccionados con una solución de agua y detergente para confirmar si existe o no filtración de aire en el hogar del caldero. Cualquier filtración en las soldaduras no es aceptable, por lo que deben ser reparadas. Todos los materiales aislantes térmicos que están por fuera de las paredes del caldero pueden ensamblarse luego de la prueba de la mencionada prueba.

Uso de registros: Un registro, en el que cada operador pueda mantener lecturas horarias y notas de cualquier acontecimiento inusual, sobre lecturas y observaciones de las partes más remotas de la planta que son raramente visitadas durante el curso normal de los turnos.

Ejm. consumo de combustible, vaporización, Presión y temperatura de gases, deberían ser convertidas en eficiencias de registro de forma gráfica. (Cortesía de Royal Insurance)

EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS

Figura N° 116

PROBANDO

COLUMNA DE AGUA, NIVEL DE VIDRIO: Abrir la válvula de drenaje rápidamente y purgar agua del nivel de vidrio y de la columna

Cuando se cierre el drenaje el nivel de agua deberá recuperarse rápidamente.

CORTE DE COMBUSTIBLE POR BAJO NIVEL DE AGUA Y CONTROL DE NIVEL DE AGUA: Drenar la cámara del flotador cuando el quemador este funcionando. La operación adecuada de control deberá cortar el quemador y arrancar la bomba de alimentación de agua. Si el equipo de control es de tipo probeta o de otro tipo que requiere bajar el nivel de agua de la caldera para probar

NO baje el nivel de agua por debajo de la parte inferior visible del vidrio

REGISTROS DE CALDERO DE ALTA PRESION

Caldero N° _____

LECTURAS TOMADAS CADA 8 HORAS CONTROL DE

Semana N° _____

	LUNES			MARTES			MIÉRCOLES			JUEVES			VIERNES			SABADO			DOMINGO		
CONTROL O	8.00	4.00	12.00	8.00	4.00	12.00	8.00	4.00	12.00	8.00	4.00	12.00	8.00	4.00	12.00	8.00	4.00	12.00	8.00	4.00	12.00
COMPROBACION	a	a	a	a	a	a	a	a	a	a	a	a	a	a	a	a	a	a	a	a	a
C/8 HRS VIGILE:	4.00	12.00	8.00	4.00	12.00	8.00	4.00	12.00	8.00	4.00	12.00	8.00	4.00	12.00	8.00	4.00	12.00	8.00	4.00	12.00	8.00
Nivel correcto de agua																					
Presion, psi (kg/cm2)																					
Presion de agua de																					
Alimentacion psi (kg/cm2)																					
Temperatura de																					
agua de alimentacion																					
Temperatura del																					
condensado																					
Temperatura de																					
los gases de combustion																					
Corte por bajo nivel de																					
combustible comprobado																					
Vidrio del nivel de																					
agua limpio																					
Bomba alimentacion agua:																					
correcto funcionamiento																					
Tanque del condensado y																					
su flotador comprobados																					
Quemador: funcionamiento																					
normal																					
Suministro del																					
combustible Correcto																					
Seguridad de llama: correcto																					
Tratamiento agua:																					
comprobado																					
Purga de caldera: realizada																					
Valvulas de segurid:																					
mensual comprobada																					
Iniciales del perario																					
Anotaciones																					

CAPÍTULO V: COMPARACIÓN, COSTOS Y EVALUACIÓN APLICANDO ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS Y DESTRUCTIVOS

V. COMPARACIÓN, COSTOS Y EVALUACIÓN DE SERVICIOS DE INSPECCIÓN APLICANDO E.N.D. Y E. D.

La aplicación de **ensayos no destructivos** (END) en la industria es groseramente deformada y mal entendida, surgen preguntas ¿Esta técnica es la más adecuada en este contexto? ¿Se está aplicando de acuerdo a las normas de calidad en forma correcta? ¿Esta tecnología es costosa, da resultados a la inversión?. Los hechos, sin embargo, son exactamente opuestos a esta idea. Los END, cuando se aplican adecuadamente, dan tremendo retorno a través del ahorro en desecho mediante la reducción de las tasas de rechazo, el ahorro de tiempo, el aumento de la calidad y la fiabilidad de los componentes, proporcionando una extensión de la vida de los equipos, ahorro de paradas innecesarias, a través de inspección en servicio, prevención de accidentes. Por lo tanto, END es de suma importancia para una Refinería o cualquier empresa industrial. Por todo eso no hay duda en absoluto sobre el valor y la necesidad de los ensayos no destructivos.

Con respecto a **ensayos destructivos**, definido como pruebas físicas se realizan a un material mediante el uso de herramientas o máquinas, las cuales producen una alteración irreversible de su composición química, mecánica o geometría dimensional. Determina propiedades, características entre ellos tenemos: Ensayo de comprensión, cizallamiento, flexión, torsión, resiliencia, fatiga de materiales, fluencia, plegado. Este tipo de pruebas siempre ha sido necesario para

comprobar si las características de un material cumplen con lo especificado durante el diseño. Debe observarse que estas pruebas no se pueden aplicar a todas las partes o componentes, ya que serían destruidos y perderían su utilidad.

5.1. COMPARACION ENTRE LOS E. D. Y LOS E. N. D. Tabla N° 22

ENSAYOS DESTRUCTIVOS	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS
1. Pruebas destructivas no son por lo general conveniente aplicar a las piezas en servicio. En general, el servicio debe ser interrumpido y la parte eliminada permanentemente fuera del servicio.	1. Los END pueden ser a menudo aplicados a piezas de servicio o conjuntos sin interrupción del servicio o periodos de inactividad. No implican pérdida de reparar partes.
3. Las pruebas no se realizan sobre los objetos efectivamente utilizados en el servicio. Por consiguiente la correlación o similitud entre los objetos a prueba y los utilizados en servicio debe ser probada por otros medios.	3. Las pruebas se realizan directamente sobre los objetos para ser utilizados en servicio. En consecuencia no hay duda de que la las pruebas se realizan en ensayo representativo de los objetos.
4. Las pruebas suelen ser cuantitativas con mediciones de carga para el fracaso, distorsión o daño significativo, a la vida o falla bajo carga dada.	4. Las pruebas suelen ser cualitativa y Raramente cuantitativa. Por lo general no mide la carga para el fracaso o la vida al fracaso, ni siquiera indirectamente. Reconoce los problemas antes de que causen daños.
5. Un ensayo destructivo solo puede medir una o pocas de las propiedades que puede ser crítica en virtud del servicio.	5. Muchos END, son sensibles a diferentes propiedades o zonas del material, pueden estar aplicadas de forma simultánea o en secuencia.
6. La correlación de mediciones de ensayos destructivos y las propiedades del material que se mide (Particularmente bajo el servicio simulado carga) suele ser directa. De ahí que la mayor parte los observadores pueden ponerse de acuerdo sobre los resultados de la prueba	6. Con el servicio de experiencia por lo general están obligados a interpretar las indicaciones de la prueba. Donde la correlación esencial no ha sido probada, observadores pueden discrepar en la evaluación de la importancia de las indicaciones de la prueba.
7. No es factible realizar repetidas pruebas de ensayos destructivos.	7. Puede realizarse repetidas pruebas durante el servicio, permite ahorrar dinero, evita fugas es práctico y justo.
8. El tiempo y la hora-hombre requisitos de muchas pruebas destructivas son muy altos	8. La mayoría de los END son rápidos y requieren un menor número de horas-hombre, El costo de las pruebas al 100% de las unidades de producción es menor que los costos de la inspección destructiva.

Con respecto al **Análisis ambiental**, los END no contaminan el ambiente si es verdad que se utiliza productos químicos pero son en

dosis muy pequeñas, manejadas con equipos de protección personal, no supone peligro directo para la salud para los inspectores.

En la actualidad **se prescinde de pruebas destructivas** debido a la globalización tecnológica relacionada con la fabricación de equipos, permite los avances en mediciones y tecnologías de gestión de datos, los que hace posible controlar y garantizar la calidad en tiempo real. Se diría que provee beneficios al fabricante y al consumidor por la reducción de costos, mejora la calidad, trazabilidad y la mitigación de riesgos. Al tomar una muestra representativa, tasa de muestra de fracaso incluye costo de trabajo y de capital asociado con la realización de la prueba, así como el costo de la pieza de la muestra que se destruye en la prueba, la cual puede ser buena.

Con la tecnología de muestreo de alta resolución puede capturar varias muestras por segundo, ahora es posible controlar casi cualquier característica o parámetro de manera similar. Las pruebas pueden ser funcionales o de rendimiento, dando esta ventaja a la detección de defectos, lo que permite observar las piezas defectuosas y retirarlas tan pronto como sea posible.

COSTOS DE ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS Y DESTRUCTIVOS

Precio dado por el mercado interno

La realización del costo en la implementación de un ensayo depende de muchas variables y es difícil determinarla si antes no se hace un

estudio previo de las características de la pieza, condiciones de ubicación, tamaño o condición.

El precio de cada tipo de ensayo varía en cuanto a insumos, preparación previa, tiempo de realización, etc. por parte interna, y varía por la cantidad de soldadura evaluada, volumen de la obra, presupuesto para control de calidad del proyecto, etc.

SERVICIO

Estudio de integridad mecánica a través de inspección con ensayos, que permita cumplir con los requerimientos señalados en las Normas internacionales y nacionales con el fin de que pueda demostrar la seguridad.

ALCANCE

Servicios de profesionales, calificados y certificados de acuerdo a la práctica recomendada SNT-TC-1A, como Inspectores END Nivel I y II, para realizar servicios de inspección aplicando los métodos de: (UT) ultrasonido medición de espesores, (VT) inspección visual Sistema RFET, Inspección Radiográfica (RT) y Tintes penetrantes. Así como servicios por igual de un inspector END Nivel III, certificado por A.S.N.T, CWI y AWS.

5.2. COSTOS DE END: PARA ENSAYO ULTRASONIDO

La interpretación de las discontinuidades se realiza en tiempo real, es decir en el momento que estas son detectadas son interpretadas y evaluadas. Se elabora de acuerdo a los métodos **ASTM-E-797**, Se evaluó el espesor de tubería (horizontal o vertical) de las zona

**EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS
MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS**

radiante, convectiva, economizador, sobrecalentador, codos en los tubos del economizador del caldero Apin y del Caldero CO haciendo un total de 889 puntos. Tabla N° 23

Inspección con ultrasonido		Unid: punto	Rend. 400/día	
			Precio-Unit \$3.25	
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unit.	total
Mano de Obra				
Técnico Nivel I	Hr	8	45	360.00
Técnico Nivel II	Hr	8	75	600.00
Total mano de obra		Rend.	400	2.40
herramienta	%mo	0.03	2.40	0.07
Equipo de seguridad	%mo	0.02	2.40	0.05
Total de herramientas				0.12
Equipo ultrasonido para medición de espesores 37DL PLUS PANAMETRICS	hr	0.023	1900	43.43
		Rend.	400	
Total Equipo				0.11
Costo Directo				2.63
Costo Indirecto (10%)				0.26
Costo Total				2.89
CANT. PUNTOS: 889		COSTO TOTAL: \$ 2569.21		
		COSTO UNITARIO: \$ 3.25		
Utilidad (12%)		0.35		311.15
Imprevistos (0.5%)		0.01		8.89
		0.36		320.04
				2569.21
BENEFICIO:				\$ 2889.25

COSTOS DE END: PARA INSPECCIÓN DE CALDERAS CON (RFET).

El Campo Remoto es una técnica muy efectiva y recomendada para la evaluación de tubos de calderas, capacidad de detección de picaduras, grietas y corrosión generalizada. Permite la inspección del 100% del tubo Se llevó a cabo la inspección interna de 307 tubos al caldero APIN y CO por escaneo con equipo REFT. Sabiendo Cada tubo tiene 20 pies.

Tabla N° 24

Inspección por sistema RFET		Unid: TUBO	Rend. 1250 /día	Precio-Unit \$10.48
Descripción	unidad	Cantidad	Costo unit.	total
Mano de Obra				
Técnico Nivel I	Hr	8	50	400.00
Técnico Nivel II	Hr	8	90	720.00
Total mano de obra				1120.00
		Rend.	1250	0.90
herramienta	%mo	0.03	0.90	0.03
Equipo de seguridad	%mo	0.02	0.90	0.02
Total de herramientas				0.05
Materiales y Equipo				
Cleaner /lubricante	gl	0.2	25	5.00
Sondas estandar	Hr	6	50	300.00
Tubos de calibración	Hr	6	40	240.00
Equipo	Hr	6	1458	8748.00
Camioneta pick up incluye consumibles limpiador, revelador fijador activador	Hr	6	15	90.00
Total de materiales y equipo				9383.00
Rendimiento:1250				7.51
Costo directo				8.46
Indirectos (10.00%)				0.85
Costo Total				9.31
CANT. TUBOS : 307		COSTO TOTAL: \$ 2858.17		
		COSTO UNITARIO: \$10.48		
Utilidad (12%)		1.12		343.84
Imprevistos (0.5%)		0.05		15.35
		1.17		359.19
				2858.17
		BENEFICIO: \$ 3217.36		

COSTOS DE END: PARA EXAMEN RADIOGRÁFICO

Algunas necesidades de los usuarios son: calidad radiográfica, niveles, tiempos de exposición, y factores de coste, descripción, Tipo de material y espesor, máquina, etc. El sistema de radiografía digital (DR) es compatible con los estándares ASTM E2422-05, ASME código de caldera y aparatos de presión, sección V, artículo II ASTM E2736 (ASTM E2698, ASTM E 2737), se efectuó 15 metros.

Tabla N° 25

Inspección por radiografía			Unid: m	Cant: 100
			Prec. Unit	\$ 143.83
Descripción	unidad	Cantidad	Costo unit.	total
Mano de Obra				
Auxiliar técnico radiólogo I	Hr	8	50	400.00
Técnico Radiólogo II	Hr	8	70	560.00
Total mano de obra		Rend.	20	48.00
herramienta	%mo	0.03	48	1.44
Equipo de seguridad	%mo	0.02	48	0.96
Total de herramientas				2.40
Equipo y reactivos	hr	6	219	1314.00
Película radiográfica, emulsión	pieza	0.4	6.55	2.62
		Rend.	20	1316.62
Total equipo				65.83
Costo directo			116.23	
Indirectos (10%)			11.62	
Costo Total				127.85
CANT. MTS : 15			COSTO TOTAL: \$ 1917.75	
			COSTO UNITARIO: \$ 143.83	
Utilidad (12%)		15.34	230.10	
Imprevistos (0.5%)		0.64	9.60	
			15.98	239.70
				1917.75
BENEFICIO:				\$ 2157.45

COSTOS DE END: PARA TINTES PENETRANTES

Es la aplicación de un tinte coloreado o fluorescente para detectar defectos superficiales. El precio del control de calidad, con el uso de Tintes Penetrantes depende de la longitud de la soldadura inspeccionada. Esto es debido a que los insumos utilizados en estos ensayos tienen un precio significativo que afecta al precio en función de la cantidad de inspección. Se elabora con el método **ASTM E-165**, aplicado a cordones de soldadura, se efectuó 25.84 metros lineales.

Tabla N° 26

Inspección con líquidos penetrantes				
Unid: ml Cant: 16mldía Prec. Unit: \$143.83				
Descripción	unidad	Cantidad	Costo unit.	total
Mano de Obra				
Auxiliar técnico I	Hr	8	15.12	120.96
Técnico Nivel II	Hr	8	29.12	232.96
Total mano de obra		Rend.	16	22.12
herramienta	%mo	0.03	22.12	0.66
Equipo de seguridad	%mo	0.02	22.12	0.44
Total de herramientas				1.10
Líquidos penetrante, limpiador	Spotcheck	1	15.13	15.13
Penetrante color rojo	Spotcheck	1	18.56	18.56
Revelador SKD-S2 Aerosol	Spotcheck	1	21.07	21.07
Total materiales				54.76
		Rend.	16	3.42
Total equipo				3.42
Costo directo				26.64
Indirectos (10%)				2.66
Costo Total				29.30
CANT. ML : 25.84 M		COSTO TOTAL: \$757.11		
		COSTO UNITARIO: \$ 32.97		
Utilidad (12%)		3.52		90.96
Imprevistos (0.5%)		0.15		3.87
		3.67		94.83
				757.11
BENEFICIO:				\$ 851.94

COSTOS DE END: PARA INSPECCIÓN VISUAL

El examen de las superficies de los componentes, utilizando equipos especiales, tales como endoscopios, fibroscopios, lupas, etc. La técnica Visual es de bajo costo puede ser ejecutado mientras que el componente está funcionando. Se aplica al 100% por el lado externo, en todas las soldaduras de unión, instalaciones para la detección de hallazgos de seguridad industrial. Conforme a los procedimientos de API 5100; 580 y Código ASME Sección V y VIII División 1.

Tabla N° 27

Inspección visual para tuberías, así como para la detección de hallazgos de seguridad industrial en las instalaciones.				
Unid: m2		Cant: 50m2/día		Prec. Unit. \$14.44
Descripción	Unid.	Cant.	Costo unit.	Total
Mano de Obra				
Técnico Nivel II	Hr	8	60.00	480.00
Total mano de obra		Rend.	50	9.60
herramienta	%mo	0.03	9.60	0.29
Equipo de seguridad	%mo	0.02	9.60	0.19
Total de herramientas				0.48
Equipo para inspección visual		0.16	499.19	79.87
		Rend.	50	1.60
Total equipo				1.60
Costo directo				11.68
Indirectos (10%)				1.16
Costo Tota				12.84
CANT. M2 : 32.00 M2		COSTO TOTAL: \$ 410.88		
		COSTO UNIT: \$ 14.44		
Utilidad (12%)		1.54		49.28
Imprevistos (0.5%)		0.06		1.92
		1.60		51.20
				410.88
		BENEFICIO: \$ 462.08		

5.3. COSTOS DE END: PARA PRUEBA HIDROSTATICA

Su finalidad es estandarizar las pruebas que se realizan de interconexión. Se efectúa de acuerdo a las condiciones de diseño, con los requerimientos de normas API RP1110 Pressure Testing of liquid Petroleum Pipelines, API RP1111 Design, construction, operation and Maintenance Hydrocarbon Pipelines y ANSI B31.4. Su costo de dos pruebas hidrostáticas Caldero APIN y Caldero CO es de \$ 1104.00.

**EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS
MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS**

Tabla N° 28

PRUEBA HIDROSTATICA				
Descripción	unid	Cant	Costo Unit	Total
Materiales				
AGUA (Puesta en obra)	m3	25.00	16.84	421.00
Niple galv. Ced 40	Pza	0.022	10.00	0.22
Tapon galvaniz	Pza	0.011	2.00	0.02
manguera	m	10	0.50	5.00
Total materiales				426.24
		2	Pruebas	852.48
Mano de Obra				
Ayudante general	Hr	1.00	20.00	20.00
Operario	Hr	1.00	30.00	30.00
Capataz	Hr	1.00	40.00	40.00
		Rend. 8.40		90.00
Total Mano de Obra				10.71
		2	Pruebas	21.43
Herramientas				
Herramienta menor	(%)mo	0.030	10	0.30
Equipo de seguridad	(%)mo	0.020	10	0.20
Total Herramientas				0.50
		2	Pruebas	1.00
Equipo				
Bomba de alta presión	Hr	1.00	300	
		Rend 40.00		7.50
Manómetro y accesorios	Hr	1.00	3	
		Rend. 10.00		0.30
Bomba de llenado	Hr	1.00	15	
		Rend. 18.66		0.80
Total equipo				8.60
		2	Pruebas	17.21
		Costo directo		892.12
		Costo Indirecto (10%)		89.21
		COSTO TOTAL		981.33
CANT. GLB : 2.00 pruebas		COSTO TOTAL: \$ 981.33		
Utilidad (12%)		117.76		117.76
Imprevistos (0.5%)		4.91		4.91
		122.67		122.67
				981.33
BENEFICIO:				\$ 1104.00

COSTOS DE END: DOSSIER DE CALIDAD

Tabla N° 29

Descripción	Unid	Cant.	total
Revisión y/o elaboración de procedimientos de ensayos no destructivos, para la aplicación de los métodos de ultrasonido Industrial detección de fallas, espesores, líquidos penetrantes, Sist. RFET Radiografía e inspección visual, Revisión o elaboración de especificaciones de procedimiento de soldadura WPS, calificación del procedimiento de soldadura. PQR y calificación de habilidad del soldador WPQ de acuerdo al código ASME Sección IX, avalados y aprobado por un inspector Profesional en ensayos no destructivos certificado por ACCP Profesional Level III de ASNT	Doc	1	\$680.00

COSTOS PARA ENSAYOS DESTRUCTIVOS

Hay empresas, que no consideran los ensayos destructivos, porque, al no ser dichos ensayos destructivos adecuados, causan un impacto en el costo final y a la aceptación requerida por los códigos de fabricación, es posible su eliminación sin ninguna pérdida de calidad, puesto que la calidad está garantizada mediante el control, análisis y registro de datos, lo que acarrea el ahorro de costo significativo. Ya no se destruiría el 5 o el 10% de las piezas, de las cuales están perfectas y cumplen con el requisito. Este ahorro por si solo es suficiente. Para el presente proyecto los ensayos destructivos han generado un costo neto de \$1916.18 y un ingreso neto de \$2401.77. Teniendo el conocimiento que las máquinas de ensayos destructivos también tienen un costo relativamente alto.

Generalmente en el Departamento de Piura se efectúa los ensayos destructivos en el Laboratorio certificado de Metalotécnica y Corrosión en la Universidad de Piura, la cual tiene una Máquina Universal de Pruebas marca GALDABINI. Se suele realizar ensayos destructivos para el caldero tales como: Ensayo a la tracción, el doblado, de dureza y replicas metalográficas.

- 5.4. COSTOS DE ED: Ensayo de dureza:** En metalurgia para determinar la dureza es necesario conocer su resistencia mecánica, método más económico y rápido que el ensayo de tracción. Las pruebas de dureza son: Vickers De acuerdo con ISO 6507 y ASTM E384; Rockwell con la norma ISO 6508 y ASTM E18 y Brinell Según ISO 6506 y ASTM E10.

COSTOS DE ED: Replicas metalográficas, a recipientes sujetos a presión tipo horizontal o tipo vertical, conforme a los procedimientos de API 580, API 510 y Código ASME Sección V y VIII División 1.

La replicación se utiliza para evaluar microestructuras y otras características de la superficie.

COSTOS DE ED: Ensayo de Tracción: Un cuerpo se encuentra sometido a tracción simple cuando sobre sus secciones transversales se le aplican cargas normales uniformemente repartidas de modo de tender a producir su alargamiento.

Tabla N° 30

Caracterización de tuberías a través de ensayo de dureza y metalografía del material				
Descripción	Unidad	Cant.	Costo unit.	Total
Mano de Obra				
Técnico I	Hr	8	50.20	401.60
Técnico II	Hr	8	70.81	566.48
Ingeniero metalurgico	Hr	6	120.86	725.16
Total mano de obra		Rend.	4	423.31
herramienta menor	%mo	0.03	423.31	12.70
Equipo de seguridad	%mo	0.02	423.31	8.47
Total Equipo y herramientas				21.17
Durometro MIC 10	Hr	2	7.35	14.70
Microscopio Metalografico	Hr	2	16.41	32.82
Esmeriladora eléctrica	Hr	1	4.37	4.37
Total Equipo y herramientas				51.89
		Rend	4	12.97
Total Equipo y herramientas				12.97
Costo directo			457.45	
Indirectos (10%)			45.74	
Costo Total			503.19	
CANT. GLB: Para 2 calderos			COSTO TOTAL: \$ 1006.38	
			COSTO UNITARIO: 503.19	
Utilidad (12%)		60.38	120.77	
Imprevistos (0.5%)		2.52	5.03	
		62.90	125.80	
			1006.38	
BENEFICIO:			\$ 1132.18	

COSTOS DE ED: Deformación por fluencia se debe al incremento de deformación que sufre un material cuando está sometido a una tensión mecánica constante. Persiste una pequeña deformación que no es consecuencia de un alargamiento de los granos, sino de un ligero desplazamiento de algunos granos respecto de otros. A este fenómeno se lo denomina fluencia viscosa (creep).

Tabla N° 31

Ensayos destructivos de Resistencia a la Tracción y Deformación por Fluencia				
Descripción	Unid.	Cant.	Costo unit.	Total
Mano de Obra				
Técnico I	Hr	8	50.20	401.60
Técnico Nivel II	Hr	8	70.81	566.48
Ingeniero metalurgico	Hr	6	120.86	725.16
Total mano de obra		Rend.	4	423.31
herramienta menor	%mo	0.03	423.31	12.70
Equipo de seguridad	%mo	0.02	423.31	8.47
Total Equipo y herramientas				21.17
Maq. Univ aplicación de ensayo a la tracción	Hr	2	24.5	49.00
Maq. Univ aplicación de ensayo a la Fluencia	Hr	4	24.5	98.00
Esmeriladora eléctrica	Hr	1	4.37	4.37
Total Equipo y herramientas				151.37
		Rend.	4	37.84
Total Equipo y herramientas				37.84
Costo directo			482.32	
Indirectos (10%)			48.23	
Costo Total				530.55
CANT. GLB: Para 2 calderos			COSTO TOTAL: \$ 1061.10	
COSTO UNITARIO: 530.55				
Utilidad (12%)		63.67	127.33	
Imprevistos (0.5%)		2.65	5.31	
66.32				132.64
				1061.10
BENEFICIO: \$ 1193.74				

COSTOS DE ED: DOSSIER DE CALIDAD

Tabla N° 32

Descripción	Unid	Cant.	total
Revisión y/o elaboración de procedimientos de ensayos destructivos, para la aplicación de la Norma ASTM E8 e ISO 6892 Tracción de materiales. Calibración de acuerdo a ISO 7500, asimismo ASTM E6, ASTM E111, ASTM A370. Para ensayos de tensión ASTM A106 y ASTM E21. Para ensayos de compresión ASTM E9; Para análisis metalográfico ASTM E112 y aplicación para ensayos de dureza ASTM E140, ASTM E18, ASTM E92, avalados y aprobado por un inspector Profesional y certificado a nivel internacional en ensayos destructivos	Doc	1	\$480.00

5.5. EVALUACIÓN ECONÓMICA EN EL SERVICIO DE PARADAS.

Los porcentajes de imprevistos e instalaciones se consideran tiempos de inactividad para la inspección y respecto a equipos de END y ED, hay dos clases: Uno para aplicaciones generales y otro de diseño especial, el primero más barato frente al equipo a inspeccionar, el segundo sofisticado, **Sistemas ultrasónicos** basados en computadoras portátiles con transductores (\$10,400 a \$100,000), **equipos de Radiografía** (\$50,000.00), **Equipo de RFET**(Supera los \$135,000), equipo de **Inspección visual** (Entre los \$600 a \$800.00), en materiales los ensayos radiográficos utilizan emulsión en base de plata, en la inspección ultrasónica se incluye líquidos y grasa utilizadas como acoplante entre el transductor y la superficie de ensayo, esto último es insignificante.

En el **análisis económico**, se considera los precios del mercado. No se ha tomado el impuesto general a las ventas, refleja los costos/beneficios, toma en cuenta externalidades, es considerada de manera prorrateada en cada actividad a desarrollar (La capacitación en el nivel I oscila entre los \$ 250.00 a \$ 650.00; Nivel II entre los \$ 450 a \$ 850.00), Se asume una tasa de descuento del 14%, que es utilizada para empresas públicas.

Los END eliminan la necesidad de desmontaje e inspección visual, tal vez la confianza generada por END permite a una planta que siga funcionando en lugar de apagarse para reparaciones inmediatas.

El uso adecuado de un método END puede eliminar la necesidad de pruebas destructivas. **El costo de no hacer END** en muchas situaciones sería grande e incluso inoportuno. Las consecuencias en términos de pérdida de maquinaria, equipos costosos, pérdida de producción e incluso pérdida de la vida humana. Para usuarios de este tipo de pruebas es de saber que la inversión inicial es alta, pero puede ser justificada si se analiza correctamente la relación costo-beneficio

**EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS
MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS**

EVALUACIÓN ECONÓMICA CON E.N.D. Y E.D. (Tabla N° 33)

EVALUACION ECONOMICA EN EL SERVICIO CON ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

DESCRIPCION		COSTOS (\$)
I.- inversión Tangible	Remuneraciones	4030.11
	Herramientas menores y Equipo de Seg.	202.81
	Materiales y Alquiler de Equipos	4400.07
	Materiales Indirectos	861.45
	Instalaciones (2%)	189.89
	Subtotal Inv. Tangible	9684.34
II.-Inversion Intangible	Dossier de Calidad	102.00
	Imprevistos (5%)	5.10
	subtotal inv. Intangible	107.10
TOTAL		9791.44

DESCRIPCION		INGRESOS (\$)
Se considera: Utilidad (12%) Imprevistos (0.50%)	Por ensayo de ultrasonido	2889.25
	Por ensayo sistema RFET	3217.36
	Por ensayo de radiografia	2157.45
	Por Liquidos penetrantes	851.94
	Por ensayo visual	462.08
	Por Prueba hidrostática	1104.00
	Dossier de calidad	578.00
	Imprevistos (1.0%)	5.78
TOTAL		11265.86

EVALUACION ECONOMICA : Relación Beneficio/Costo

INGRESOS (\$)	TASA DESC (14%)	INGRESO NETO (\$)	BENEFICIO/COSTO:1.15
11265.86	0.8772	9882.41	
EGRESOS (\$)	TASA DESC (14%)	EGRESO NETO (\$)	
9791.44	0.8772	8589.05	

**EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS
MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS**

Tabla N° 34

EVALUACION ECONOMICA EN EL SERVICIO CON ENSAYOS DESTRUCTIVOS

DESCRIPCION		COSTOS (\$)
I.- inversión Tangible	Remuneraciones	1693.24
	Herramientas menores y Equipo de seg.	84.66
	Materiales y Alquiler de Equipos	101.63
	Materiales Indirectos	187.95
	Instalaciones (2%)	41.35
	subtotal inv. tangible	2108.83
II.-Inversion Intangible	Dossier de Calidad	72.00
	Imprevistos (5%)	3.60
	subtotal inv. Intangible	75.60
TOTAL		2184.43

DESCRIPCION		INGRESOS (\$)
Se considera:	Por ensayo de dureza y análisis metalográfico	1132.18
	Por ensayo de tracción y Fluencia	1193.74
	Utilidad (12%)	408.00
	Imprevistos (0.50%)	4.08
TOTAL		2738.00

EVALUACION ECONOMICA : Relación Beneficio/Costo

INGRESOS (\$)	TASA DESC (14%)	INGRESO NETO (\$)	BENEFICIO/COSTO:1.25
2738.00	0.8772	2401.77	
EGRESOS (\$)	TASA DESC (14%)	EGRESO NETO (\$)	
2184.43	0.8772	1916.18	

CAPÍTULO VI: INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

6.1. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Se sabe que los calderos acuatubulares, están conformados por una gran cantidad de componentes. De acuerdo a lo manifestado en capítulos anteriores y teniendo en cuenta reportes sobre incidentes, existen varios componentes que comprometen al proceso productivo por permanecer el caldero parado por largo periodo, generen tiempos y costos elevados de mantenimiento, coloquen en riesgo la vida del personal, y a la sociedad, considerados como los de mayor responsabilidad y reciben el nombre de componentes críticos, ellos son: Los drum, los tubos, el sobrecalentador.

El presente estudio de evaluación mecánico estructural con las fallas de las tuberías y el análisis con respecto a la valorización de la vida, dentro de los componentes críticos existen zonas susceptibles en las que se presentan los defectos, las cuales son consideradas como zonas críticas como uniones soldadas, cuerpo del componente, codos, tees, cambios de áreas, ligamentos, regiones de alta temperatura, etc.

En la Revista Tecnológica Vol. 17 N° 1 de Junio del 2004 en Causas de Fallas en Calderos editada por Ph.D. Ing. Mecánica, Profesora FIMCP-ESPOL Cecilia Paredes V., M.Sc. Ing. Mecánico, Profesor FIMCP-ESPOL José Pacheco, y de la Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la Producción Docente Wilson Chávez B. manifiestan que para evitar explosiones con terribles consecuencias, se creó el código ASME para calderos y recipientes a presión (1915).

Los calderos están sujetos a una variedad de fallas que envuelven mecanismos tales como la corrosión, erosión, procesos mecánicos ambientales, fracturas, rupturas por esfuerzos y distorsión, especialmente la distorsión que envuelve la expansión térmica o creep.

La mayoría de las fallas en calderos y otro tipo de equipos de plantas de vapor ocurren en componentes presurizados, que son las tuberías y recipientes a presión que constituyen una buena porción del sistema de generación de vapor.

Con los resultados de las inspecciones realizadas, se puede definir las reparaciones, reemplazos y previsiones necesarias.

Juntamente con el historial operativo del equipo, se puede determinar la **vida remanente**, con **metodologías como Larson-Miller**. Asimismo, programar las frecuencias de inspección.

Se efectuó el análisis del estado actual del componente tuberías, realizando el procedimiento de inspección, a través de normas internacionales (API 530; 510; 570; 571; 572; 573; 579; 580 y código ASME), aplicando ensayos no destructivos, en la inspección de calderos de la Refinería de Talara. Dicha evaluación determinó valores de los cuales se puede definir las reparaciones, reemplazos y previsiones necesarias, con el propósito de alargar la vida útil de las mismas. También se pueden programar las frecuencias de inspección. El porcentaje de desgaste se formalizó con equipo para detectar la presencia de discontinuidades o limitaciones, sin necesidad de destruir

o afectar el servicio de las mismas el cual utiliza bobinas de corriente alterna, dirigidas a evaluar materiales “conductores eléctricos”, Cubre técnicas como Remoto Field Electromagnética Testing (RFET, Equipo Eagle 2000, que usa sonda y patrón de calibración). El sistema está basado en los principios de las corrientes de Foucault para inspeccionar en forma rápida, eficiente y con gran precisión tubos de metales no ferromagnéticos desde el interior de los tubos.

Se presenta como soporte de resultados las gráficas donde se fundamenta los defectos encontrados con el fin de analizar y recomendar soluciones que eviten que la tubería siga en riesgo.

Todas las indicaciones que son igual o mayor que el nivel de rechazo establecido durante la normalización y tomando indicadores de referencia descritos se considerará como representación de defectos y pueden ser causal de rechazo de la tubería, y si después de un examen más detenido de la tubería, no se detectan indicios rechazables, el material será considerado como aprobado el examen REFT.

La práctica RFT es para uso en tubos ferromagnéticos con diámetros exteriores 0,500-2,000 pulg. con espesores de pared en el intervalo desde 0,028 hasta 0,134 pulg. El propósito RFT astm–E2096 evaluó la condición de la tubería. Los resultados de la evaluación se utilizó para evaluar la probabilidad de fallo, Asimismo se aplicó Normas Astm E543 y E1316, Asme Sección V art 17 (RFT) Método del Examen y la

Evaluación de la vida remanente de los tubos, Código Asme Sección I inciso PG-27 y National Board Inspection Code NB-23.

Actividades realizadas durante la Inspección en la parada corta del caldero APIN (6 de agosto del 2013), Se lavó con agua fría el Caldero en dos oportunidades. Durante el drenaje del agua, no se observó cambio de coloración ni presencia de suciedad.

Efectuándose la prueba hidrostática del Caldero a la presión de 650 psi. Por espacio de 10 minutos, con resultados satisfactorios, Posteriormente se retiraron los platos ciegos.

Los Resultados análisis se fundamentan en una explicación de las aplicaciones realizadas, modelos, experimentos, análisis estadístico y representación gráfica de la información, procesada analíticamente, se obtiene para demostrar el hecho o fenómeno que ha ocurrido.

PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN POR RFET

Remote Field Electromagnetic Technique: Se aplica la norma ASTM–E2096; Práctica estándar In Situ El examen de Ferromagnético para tubos en calor Uso de Prueba de Campo Remoto.

(1) En el espesor de la pared el campo lleva en el detector con menos atenuación y retardo en la atenuación, (2) interrupción discontinua. Las líneas del flujo magnético están alineadas principalmente en forma axial, (3) la interrupción de las discontinuidades de la corriente de Eddy las cuales fluyen principalmente en forma circunferencial.

Una discontinuidad en cualquier punto del pase de la transmisión continua puede crear una perturbación; De este modo RFT tiene aproximadamente igual sensibilidad para fallar en las paredes

Cuando se requiere detectar tamaños pequeños, volumen de fallas tales como pits de corrosión una segunda referencia en el tubo como se muestra en Anexos en la fig.T-1762 deberá usarse para demostrar la sensibilidad adecuada, la profundidad del pit y selección de tamaño , debería determinarse por la aplicación de la profundidad del pit la tolerancia sería de $+0/-10\%$. Tolerancia del diámetro del agujero debería de ser $\pm 10\%$.

La definición de términos para el examen de RFT aparece en *Article 1, Mandatory Appendix I, Glosario términos para el examen no destructivo, Subsection B, Article 26, SE-2096, In Situ Examination of Ferromagnetic Heat Ex- changer Tubes Using Remote Field Testing, y Article 30, SE-1316 y SE 2096-5.*

La investigación descriptiva está siempre en la base de la explicativa, así tenemos la examinación por la técnica (RFET) . La información de la examinación con la técnica de Remote Field Electromagnetic Testing se encuentra en la Tabla N° 35

6.2. INSPECCIÓN POR RFET AL CALDERO APIN REFINERIA TALARA

Tabla N° 35

N° de tubo	Fila-Tubo-corr	%Pérdida de Espesor	Espesor Rem mm (mm)	Año Inst	Rat corr mm/año	Vida Remanente (Años)
1	1-10-1	15%	2,19	1998	0.03	22
2	1-11-1	26%	1.85	1998	0.06	7
3	1-12-1	23%	1.93	1998	0.05	10
4	1-13-1	17%	2.12	1998	0.04	18
5	1-14-1	21%	2,00	1998	0.05	12
6	1-38-1	25%	1.87	1998	0.06	8
7	1-39-1	29%	1.74	1998	0.07	5
8	1-40-1	28%	1.77	1998	0.06	6
9	1-41-1	28%	1.77	1998	0.06	6
10	1-42-1	23%	1.93	1998	0.05	10
11	2-14-1	23%	1.93	2000	0.06	8
12	2-15-1	24%	1.92	2000	0.06	8
13	2-16-1	30%	1.72	2000	0.08	4
14	2-17-1	23%	1.93	2000	0.06	8
15	2-18-1	15%	2,19	1998	0.03	22
16	3-3-1	25%	1.88	2000	0.07	7
17	3-4-1	25%	1.88	2000	0.07	7
18	3-5-1	23%	1.95	2000	0.06	9
19	3-26-1	28%	1.77	2000	0.07	5
20	3-27-1	23%	1.93	2000	0.06	8
21	3-28-1	22%	1.98	2000	0.06	10
22	3-29-1	25%	1.88	2000	0.07	7
23	3-30-1	18%	2.11	2000	0.05	15
24	4-3-1	25%	1.88	2000	0.07	7
25	4-4-1	24%	1.92	1998	0.06	8
26	4-5-1	23%	1.95	2000	0.06	9
27	4-36-1	23%	1.93	2000	0.06	8
28	4-37-1	24%	1.9	2000	0.06	8
29	4-38-1	23%	1.93	2000	0.06	8
30	4-39-1	23%	1.93	2000	0.06	8
31	4-40-1	28%	1.77	2000	0.07	5
32	4-41-1	24%	1.92	2003	0.08	6
33	4-42-1	19%	2.08	2000	0.07	10
34	4-43-1	24%	1.92	2003	0.08	6
35	4-44-1	24%	1.92	2003	0.08	6
36	4-45-1	24%	1.00	2003	0.09	6
37	5-3-1	19%	2.08	2000	0.05	13

**EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS
MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS**

38	5-4-1	21%	2.00	2000	0.06	10
39	5-5-1	22%	1.98	2000	0.06	10
40	5-26-1	22%	1.96	2000	0.06	9
41	5-27-1	24%	1.90	2000	0.06	8
42	5-28-1	28%	1.77	2003	0.07	5
43	5-29-1	24%	1.9	2000	0.06	8
44	5-30-1	25%	1.87	2000	0.07	7
45	6-14-1	23%	1.93	1998	0.06	8
46	6-15-1	19%	2.08	2000	0.05	13
47	6-16-1	18%	2.11	2000	0.05	15
48	6-17-1	20%	2.03	2000	0.05	11
49	6-18-1	17%	2.14	2000	0.04	16
50	7-1-1	28%	1.77	2000	0.07	5
51	7-2-1	20%	2.03	2000	0.05	11
52	7-3-1	23%	1.93	2000	0.06	8
53	7-4-1	27%	1.82	2000	0.07	6
54	7-5-1	27%	1.82	2000	0.07	6
55	7-10-1	27%	1.82	2000	0.07	6
56	7-11-1	22%	1.98	2000	0.06	10
57	7-18-1	24%	1.90	1994	0.04	11
58	7-19-1	24%	1.90	1994	0.04	11
59	8-1-1	28%	1.77	1998	0.06	6
60	8-2-1	28%	1.77	2000	0.07	5
61	8-3-1	23%	1.95	2000	0.06	9
62	8-4-1	27%	1.8	2000	0.07	5
63	8-5-1	22%	1.96	2000	0.06	9
64	8-10-1	21%	2.00	2000	0.06	10
65	8-11-1	24%	1.9	2000	0.06	8
66	9-14-1	24%	1.92	2000	0.06	8
67	9-15-1	24%	1.92	2000	0.06	8
68	9-16-1	24%	1.90	2000	0.06	8
69	9-17-1	24%	1.92	2000	0.06	8
70	9-18-1	23%	1.95	2000	0.06	9
71	10-3-1	24%	1.92	2000	0.06	8
72	10-4-1	24%	1.92	2003	0.06	8
73	10-5-1	24%	1.92	2000	0.06	8
74	10-26-1	24%	1.92	2003	0.06	8
75	10-27-1	23%	1.95	2003	0.06	8

**EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS
MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS**

76	10-28-1	21%	2.01	2003	0.05	11
77	10-29-1	23%	1.95	2000	0.06	9
78	10-30-1	28%	1.77	2000	0.07	5
79	10-52-1	27%	1.82	2003	0.09	4
80	10-53-1	25%	1.87	2003	0.09	5
81	11-3-1	23%	1.95	2000	0.06	9
82	11-4-1	23%	1.93	2000	0.06	8
83	11-5-1	22%	1.93	2000	0.06	10
84	11-36-1	24%	1.9	2003	0.09	6
85	11-37-1	23%	1.93	2003	0.08	6
86	11-38-1	22%	1.96	2003	0.08	7
87	11-39-1	21%	2.00	2003	0.07	8
88	11-40-1	25%	1.88	2003	0.09	5
89	11-41-1	21%	2.00	2003	0.07	8
90	11-42-1	23%	1.93	2003	0.08	6
91	11-43-1	26%	1.85	2003	0.09	5
92	11-44-1	24%	1.90	2003	0.09	6
93	11-45-1	23%	1.93	2003	0.08	7
94	12-3-1	24%	1.90	2000	0.06	8
95	12-4-1	23%	1.95	1998	0.06	8
96	12-5-1	24%	1.9	2000	0.06	8
97	12-26-1	19%	2.08	2000	0.05	13
98	12-27-1	23%	1.95	2000	0.06	9
99	12-28-1	20%	1.9	2000	0.06	8
100	12-29-1	28%	1.79	2000	0.07	5
101	12-30-1	23%	1.87	2000	0.07	7
102	12-51-1	23%	1.95	2003	0.08	7
103	12-52-1	27%	1.82	2003	0.09	4
104	12-53-1	20%	2.04	2003	0.07	9
105	12-54-1	25%	1.95	2003	0.08	7
106	12-55-1	25%	1.88	2003	0.09	5
107	13-17-1	25%	1.87	1998	0.06	8
108	13-18-1	24%	1.90	1998	0.05	9
109	13-19-1	24%	1.9	1998	0.05	9
110	13-20-1	15%	1.96	1998	0.03	23
111	13-21-1	24%	1.90	1998	0.05	9
112	13-56-1	28%	1.92	1998	0.05	9

**EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS
MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS**

113	13-57-1	23%	1.93	1998	0.05	10
114	13-58-1	24%	1.92	1998	0.05	9
115	13-59-1	25%	1.88	1998	0.06	8
116	13-60-1	25%	1.88	1998	0.06	8
117	14-1-1	27%	1.82	1998	0.06	7
118	14-2-1	29%	1.76	1998	0.07	5
119	14-3-1	29%	1.74	1998	0.07	5
120	14-4-1	27%	1.82	1998	0.06	7
121	14-5-1	27%	1.80	1998	0.06	6
122	14-14-1	23%	1.93	1998	0.05	10
123	14-15-1	28%	1.79	1998	0.06	6
124	14-16-1	29%	1.76	1998	0.07	5
125	14-17-1	26%	1.84	1998	0.06	7
126	14-18-1	26%	1.85	1998	0.06	7
127	14-19-1	28%	1.77	1998	0.06	6
128	14-20-1	26%	1.85	1998	0.06	7
129	14-21-1	28%	1.79	1998	0.06	6
130	14-22-1	30%	1.72	1998	0.07	5
131	14-23-1	28%	1.79	1998	0.06	6
132	14-24-1	28%	1.79	1998	0.06	6
133	14-25-1	28%	1.77	1998	0.06	6
134	14-26-1	30%	1.72	1998	0.07	5
135	14-27-1	18%	2.09	2000	0.05	14
136	14-28-1	27%	1.82	2000	0.07	6
137	14-38-1	21%	2.00	1998	0.05	12
138	14-39-1	26%	1.85	1998	0.06	7
139	14-40-1	21%	2.01	1998	0.05	12
140	14-41-1	26%	1.85	1998	0.06	7
141	14-42-1	28%	1.77	2003	0.10	4
142	14-63-7	29%	1.76	2003	0.10	4
143	14-64-8	27%	1.8	2003	0.10	4
144	14-65-9	28%	1.79	2003	0.10	4
145	14-66-10	24%	1.92	2003	0.08	5
146	14-67-11	24%	1.92	1998	0.05	9
147	S2-6-87-1	13%	2.25	2006	0.07	12
148	S1-6-86-1	23%	1.93	2006	0.12	4
149	S3-7-86-1	11%	2.31	2006	0.06	15
150	S4-7-87-1	25%	1.88	2006	0.13	4

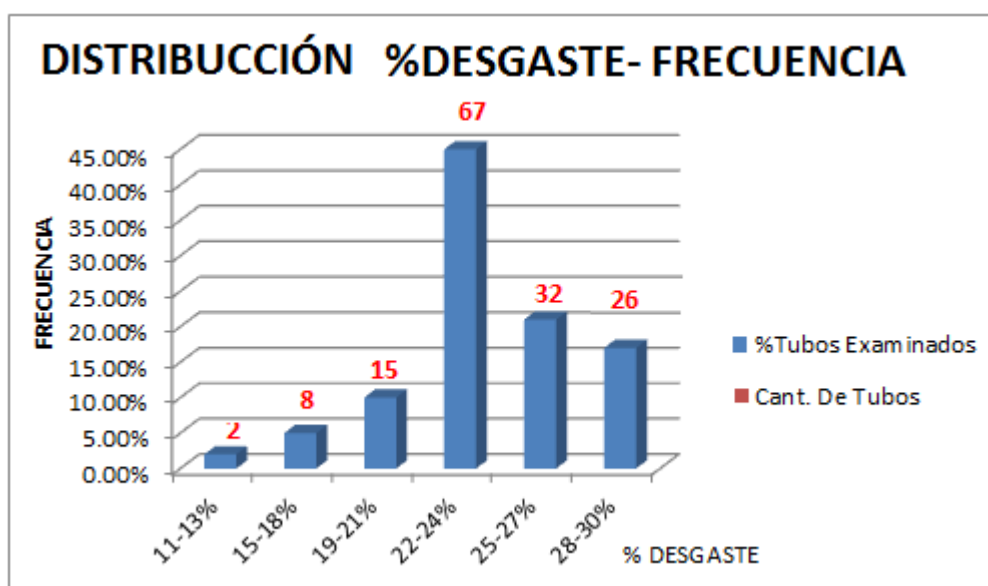
El Resumen de los resultados que fueron obtenidos de la examinación, aplicados con el método de inspección RFET (5/06/2012 AL 14/06/2012) al caldero APIN, se muestran en la siguiente Tabla N° 36

Tabla N° 36 **Cantidad de Tubos según Porcentaje de desgaste**

Clase por desgaste	%Tubos Examinados	Cant. De Tubos
11-13%	2.00%	2
15-18%	5.00%	8
19-21%	10.00%	15
22-24%	45.00%	67
25-27%	21.00%	32
28-30%	17.00%	26
	100.00%	150

NOTA: Los porcentajes de pérdida están relacionados directamente con la variación de la phase, sin embargo estos valores son referenciales en el cálculo del rate de corrosión.

La información de la tabla anterior se muestra reflejada en el siguiente gráfico: Figura N° 117



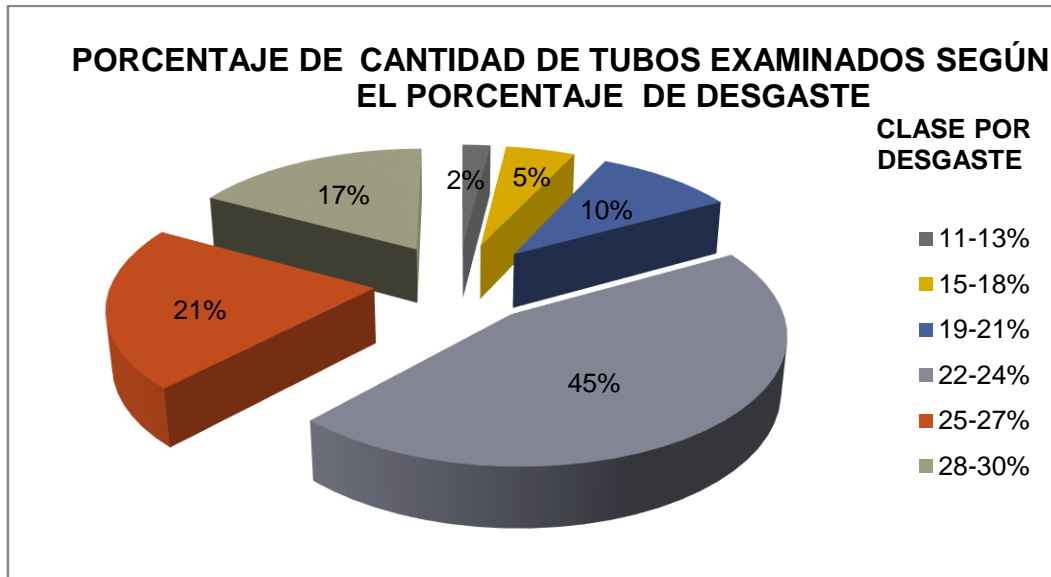


Figura N° 118

Analizando la inspección de 150 tubos del caldero APIN por RFET, se observa en tabla que al determinar por clases de desgaste los que presentan mayor porcentaje de desgaste son 17% de tubos inspeccionados (26 tubos), presentando perdidas mayores al 28% y menores al 30%. Los componentes inspeccionados (Clases 11-13%; 15-18%; 19-21%; 22-24% y 25-27%) están en condiciones normales.

Asimismo se concluye que la mínima vida remanente de los tubos inspeccionados fue de 4 años (Ver página 108 a 111.).

Los Resultados de la Inspección en la inspección general del caldero FB-1 (Agosto del 2013), Se efectuó conforme fue planeado, participaron en la inspección, personal de Petroperú, Empresa Venezolana COMEIND (FERT, ultrasonido y réplicas metalográficas). Empresas nacionales ADEMINSAC (réplicas metalográficas).

1. Los espesores remanentes fueron:

En cámara radiante: espesor mínimo 0.14" (mínimo en retiro 0.085")

En cámara convectiva: espesor mín. 0.11" (mínimo en retiro 0.014")

En el sobrecalentador: espesor mín. 0.16" (mínimo en retiro 0.059")

El envejecimiento normal del grano de los tubos (por calentamiento)

estando aptos para continuar en servicio. La fase perlítica está en

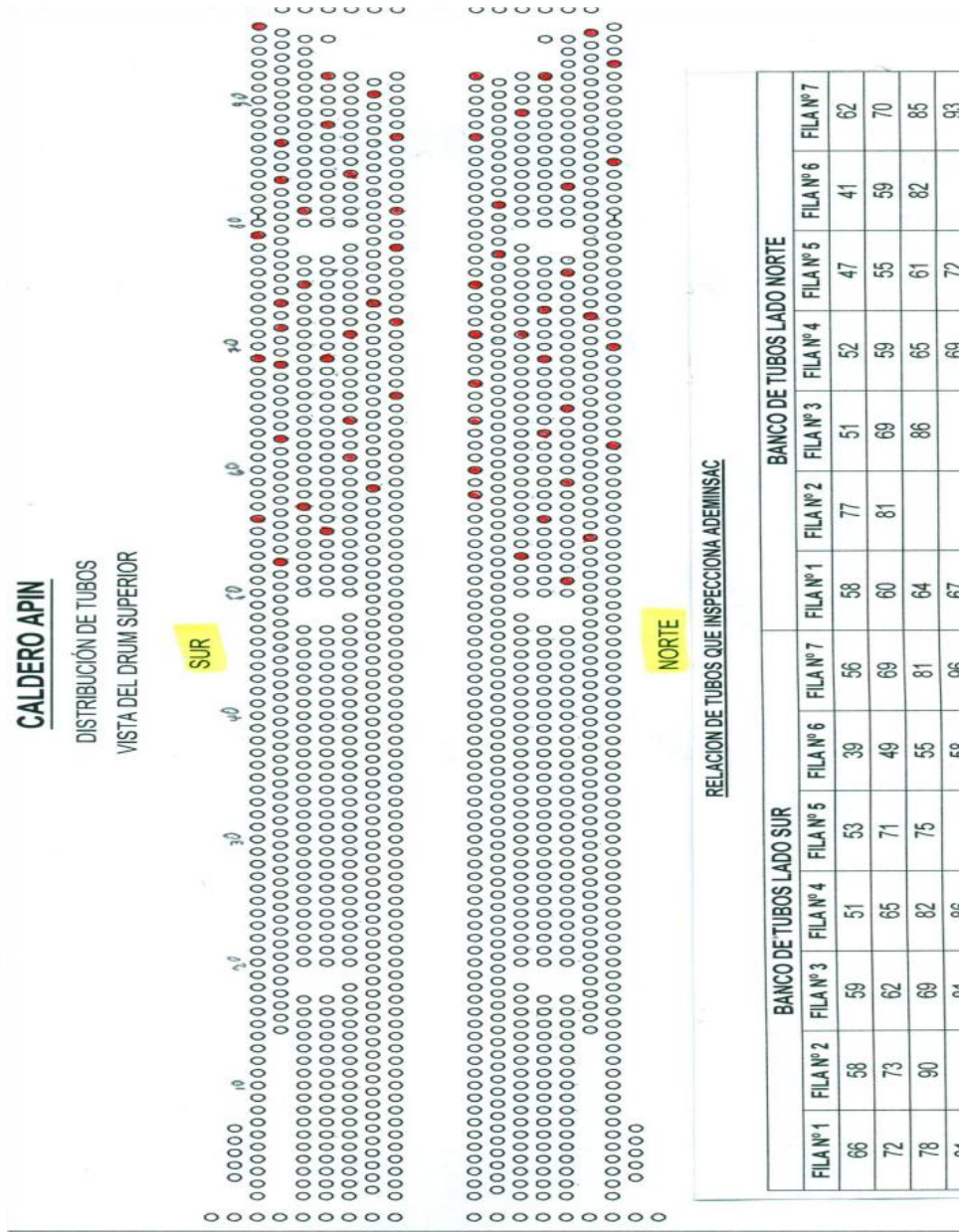
proceso de globalización y por el momento no es crítica.

Buena capa de pasivado, Tubos libres de Ampollamiento, Mínimo avance de la corrosión por picadura interior.

2. La reparación de los tubos del economizador se hizo con el esmero y calidad que la situación ameritaba.

3. La prueba destructiva e hidrostática se efectuó a las presiones y tiempo establecidos por diseño. La zona de expandas permaneció hermética.

Figura N° 119 Distribución de Tubos en el Caldero APIN



La información de la examinación con técnica RFET del Caldero FB-CO
está en Tabla N° 37

6.3. INSPECCIÓN POR RFET AL CALDERO FB-1 CO REFINERIA TALARA

Tabla N° 37

N° tubo	Zona	Fila-Tubo-Corrida	%Perdida de Espesor	Longitud aproxim (m)	Espesor Remante (mm)	Vida Rem. (Años)
1	A	4 -2 -1	70,00%	4,	0,96	0
2	A	4 -4 -1	60,00%	4,	1,28	0
3	A	4 -5 -1	70,00%	2,	0,96	0
4	A	4 -6 -1	50,00%	3,	1,60	2,17
5	A	4 -7-1	60,00%	3,	1,28	0
6	A	4 -8-1	45,00%	3,	1,76	5,65
7	A	4 -9 -1	50,00%	3,	1,60	2,17
8	A	4 -10 -1	50,00%	4,	1,60	2,17
9	A	4 -11 -1	45,00%	3,	1,76	5,65
10	A	4 -12-1	40,00%	3,	1,92	9,13
11	A	4 -13 -1	40,00%	3,	1,92	9,13
12	A	4 -14 -1	40,00%	6,	1,92	9,13
13	A	4 -15-1	40,00%	6,	1,92	9,13
14	A	4 -16 -1	40,00%	4,	1,92	9,13
15	A	4 -17 -1	35,00%	4,	2,08	12,61
16	A	4 -18 -1	40,00%	5,	1,92	9,13
17	A	4 -19 -1	40,00%	4,	1,92	9,13
18	A	4 -20 -1	45,00%	5,	1,76	5,65
19	A	4 -21 -1	40,00%	4,	1,92	9,13
20	A	4 -22 -1	45,00%	6,	1,76	5,65
21	A	4 -23 -1	45,00%	5,	1,76	5,65
22	A	4 -24 -1	45,00%	5,	1,76	5,65
23	A	4 -25 -1	45,00%	5,	1,76	5,65
24	A	4 -26 -1	35,00%	5,	2,08	12,61
25	A	4 -27 -1	55,00%	6,	1,44	0
26	A	4 -28 -1	50,00%	6,	1,60	2,17
27	A	4 -29 -1	50,00%	6,	1,60	2,17
28	A	4 -30 -1	40,00%	6,	1,92	9,13
29	A	4 -31 -1	50,00%	6,	1,60	2,17
30	A	4 -32 -1	50,00%	6,	1,60	2,17
31	A	4 -33 -1	50,00%	6,	1,60	2,17
32	A	4 -34 -1	50,00%	6,	1,60	2,17
33	A	4 -35 -1	50,00%	6,	1,60	2,17
34	A	4 -36 -1	50,00%	6,	1,60	2,17
35	A	4 -37 -1	40,00%	5,	1,92	9,13

**EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS
MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS**

N° tubo	Zona	Fila - Tubo - Corrida	%Perdida Espesor	Longitud aproximada (m)	Espesor Remanente (mm)	Vida Remanente (Años)
36	A	4 -38 -1	40,00%	5,00	1,92	9,13
37	A	4 -39 -1	40,00%	5,00	1,92	9,13
38	A	4 -40 -1	40,00%	5,00	1,92	9,13
39	A	4 -41 -1	40,00%	5,00	1,92	9,13
40	A	4 -49 -1	60,00%	5,00	1,28	0
41	A	4 -50 -1	60,00%	5,00	1,28	0
42	A	4 -51 -1	50,00%	5,00	1,60	2,17
43	A	4 -52 -1	40,00%	5,00	1,92	9,13
44	A	5 -2 -1	60,00%	4,00	1,28	0
45	A	5 -5 -1	60,00%	4,00	1,28	0
46	A	5 -6 -1	60,00%	4,00	1,28	0
47	A	5 -7 -1	50,00%	5,00	1,60	2,17
48	A	5 -8 -1	55,00%	5,00	1,44	0
49	A	5 -9 -1	55,00%	5,00	1,44	0
50	A	5 -10 -1	50,00%	5,00	1,60	2,17
51	A	5 -11 -1	45,00%	5,00	1,76	5,65
52	A	5 -44 -1	50,00%	5,00	1,60	2,17
53	A	5 -45 -1	50,00%	5,00	1,60	2,17
54	A	5 -46 -1	50,00%	5,00	1,60	2,17
55	A	5 -47 -1	50,00%	4,00	1,60	2,17
56	A	5 -48 -1	50,00%	4,00	1,60	2,17
57	A	6 -2 -1	60,00%	4,00	1,28	0
58	A	6 -3 -1	50,00%	5,00	1,60	2,17
59	A	6 -4 -1	50,00%	5,00	1,60	2,17
60	A	6 -5-1	55,00%	5,00	1,44	0
61	A	6 -6-1	60,00%	5,00	1,28	0
62	A	6 -12-1	50,00%	5,00	1,60	2,17
63	A	6 -13-1	40,00%	5,00	1,92	9,13
64	A	6 -14-1	45,00%	6,00	1,76	5,65
65	A	6 -15-1	45,00%	5,00	1,76	5,65
66	A	6 -16-1	45,00%	5,00	1,76	5,65
67	A	6 -39-1	60,00%	6,00	1,28	0
68	A	6 -40-1	60,00%	6,00	1,28	0
69	A	6 -41-1	50,00%	5,00	1,60	2,17
70	A	6 -42-1	60,00%	6,00	1,28	0
71	A	6 -43-1	60,00%	5,00	1,28	0
72	A	7-2-1	50,00%	5,00	1,60	2,17
73	A	7-3-1	35,00%	5,00	2,08	12,61

**EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS
MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS**

N° tubo	Zona	Fila - Tubo - Corrida	%Perdida Espesor	Longitud Aproximada (m)	Espesor Remanente (mm)	Vida Remanente (Años)
74	A	7-4-1	50,00%	5,00	1,60	2,17
75	A	7-17-1	35,00%	5,00	2,08	12,61
76	A	7-18-1	45,00%	5,00	1,76	5,65
77	A	7-19-1	45,00%	5,00	1,76	5,65
78	A	7-20-1	50,00%	5,00	1,60	2,17
79	A	7-21-1	70,00%	5,00	0,96	0
80	A	7-34-1	35,00%	6,00	2,08	12,61
81	A	7-35-1	60,00%	6,00	1,28	0
82	A	7-36-1	50,00%	5,00	1,60	2,17
83	A	7-37-1	60,00%	5,00	1,28	0
84	A	7-38-1	45,00%	5,00	1,76	5,65
85	A	8-2-1	55,00%	6,00	1,44	0
86	A	8-3-1	45,00%	6,00	1,76	5,65
87	A	8-4-1	50,00%	5,00	1,60	2,17
88	A	8-22-1	40,00%	6,00	1,92	9,13
89	A	8-23-1	45,00%	6,00	1,76	5,65
90	A	8-24-1	50,00%	6,00	1,60	2,17
91	A	8-26-1	50,00%	6,00	1,60	2,17
92	A	8-27-1	55,00%	6,00	1,44	0
93	A	8-29-1	40,00%	5,00	1,92	9,13
94	A	8-30-1	50,00%	6,00	1,60	2,17
95	A	8-31-1	45,00%	5,00	1,76	5,65
96	A	8-32-1	45,00%	6,00	1,76	5,65
97	A	8-33-1	45,00%	6,00	1,76	5,65
98	A	9-2-1	50,00%	6,00	1,60	2,17
99	A	9-3-1	40,00%	5,00	1,92	9,13
100	A	9-4-1	45,00%	5,00	1,76	5,65
101	A	9-24-1	50,00%	6,00	1,60	2,17
102	A	9-25-1	45,00%	5,00	1,76	5,65
103	A	9-26-1	50,00%	6,00	1,60	2,17
104	A	9-27-1	45,00%	6,00	1,76	5,65
105	A	9-28-1	60,00%	5,00	1,28	0
106	A	9-29-1	65,00%	5,00	1,12	0
107	A	9-30-1	65,00%	5,00	1,12	0
108	A	9-31-1	40,00%	6,00	1,92	9,13
109	A	10-2-1	45,00%	5,00	1,76	5,65
110	A	10-19-1	70,00%	4,00	0,96	0
111	A	10-20-1	45,00%	4,00	1,76	5,65

**EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS
MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS**

N° tubo	Zona	Fila - Tubo - Corrida	%Perdida Espesor	Longitud Aproximada (m)	Espesor Remanente (mm)	Vida Remanente (Años)
112	A	10-21-1	70,00%	5,00	0,96	0
113	A	10-22-1	60,00%	4,00	1,28	0
114	A	10-23-1	55,00%	5,00	1,44	0
115	A	10-32-1	50,00%	4,00	1,60	2,17
116	A	10-33-1	50,00%	5,00	1,60	2,17
117	A	10-34-1	60,00%	6,00	1,28	0
118	A	10-35-1	60,00%	5,00	1,28	0
119	A	10-36-1	70,00%	4,00	0,96	0
120	A	11-14-1	45,00%	5,00	1,76	5,65
121	A	11-15-1	70,00%	5,00	0,96	0
122	A	11-16-1	70,00%	6,00	0,96	0
123	A	11-17-1	40,00%	5,00	1,92	9,13
124	A	11-18-1	60,00%	4,00	1,28	0
125	A	11-37-1	60,00%	5,00	1,28	0
126	A	11-38-1	60,00%	5,00	1,28	0
127	A	11-40-1	60,00%	6,00	1,28	0
128	A	11-41-1	60,00%	4,00	1,28	0
129	A	12-4-1	55,00%	5,00	1,44	0
130	A	12-5-1	45,00%	5,00	1,76	5,65
131	A	12-7-1	55,00%	5,00	1,44	0
132	A	12-10-1	45,00%	5,00	1,76	5,65
133	A	12-11-1	60,00%	6,00	1,28	0
134	A	12-12-1	60,00%	5,00	1,28	0
135	A	12-13-1	55,00%	5,00	1,44	0
136	A	12-42-1	55,00%	5,00	1,44	0
137	A	12-43-1	55,00%	5,00	1,44	0
138	A	12-44-1	55,00%	5,00	1,44	0
139	A	12-45-1	55,00%	5,00	1,44	0
140	A	12-46-1	50,00%	6,00	1,60	2,17
141	A	13-3-1	45,00%	5,00	1,76	5,65
142	A	13-4-1	60,00%	6,00	1,28	0
143	A	13-5-1	60,00%	5,00	1,28	0
144	A	13-7-1	50,00%	6,00	1,60	2,17
145	A	13-8-1	50,00%	6,00	1,60	2,17
146	A	13-9-1	60,00%	5,00	1,28	0
147	A	13-47-1	60,00%	5,00	1,28	0
148	A	13-48-1	55,00%	6,00	1,44	0
149	A	13-49-1	60,00%	5,00	1,28	0

EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS

N° tubo	Zona	Fila - Tubo - Corrida	%Pérdida Espesor	Longitud Aproximada (m)	Espesor Remanente (mm)	Vida Remanente (Años)
150	A	13-50-1	65,00%	6,00	1,12	0
151	A	13-51-1	55,00%	5,00	1,44	0
152	A	14-3-1	55,00%	6,00	1,44	0
153	A	14-4-1	50,00%	6,00	1,60	2,17
154	A	14-5-1	55,00%	5,00	1,44	0
155	A	14-52-1	50,00%	4,00	1,60	2,17
156	E	1- 4 - S	35,00%	2,00	2,73	26,74
157	E	1 - 4 - I	30,00%	2,00	2,94	31,30

Nota: Los espectros arrojados por el software del equipo para el caso de los 2 tubos aletados del economizador no son válidos en dicha zona por la enorme interferencia generada por las mismas, ya que son de acero al carbono y no de aluminio. Cabe destacar que el resultado arrojado en los 2 tubos ensayados (N° 156 y 157) se evaluó únicamente la zona que no presentó aletas.

Los Cálculos de espesor mínimo de diseño fueron realizados según lo enunciado en el Código ASME sección I inciso PG – 27 y los cálculos de Vida remanente y Rata de Corrosión fueron hechos según National Board Inspection Code NB – 23 se encuentran mas adelante

Resumen de los resultados de la examinación, aplicados con el método de inspección RFET (17 al 21 de enero del 2011) al caldero FB-1 CO, se muestran en la siguiente tabla

Tabla N° 38. **Cantidad de tubos según Porcentaje de Desgaste**

Clase por desgaste	%Tubos Examinados	Cant. De Tubos
35-40%	16.78%	26
45-50%	44.51%	69
55-60%	31.61%	49
65-70%	7.10%	11
	100.00%	155

NOTA: Los porcentajes de pérdida están relacionados directamente con la variación de la phase, sin embargo estos valores son referenciales en el cálculo del rate de corrosión.

La información de la tabla anterior se muestra reflejada en el siguiente gráfico:

Figura N° 120

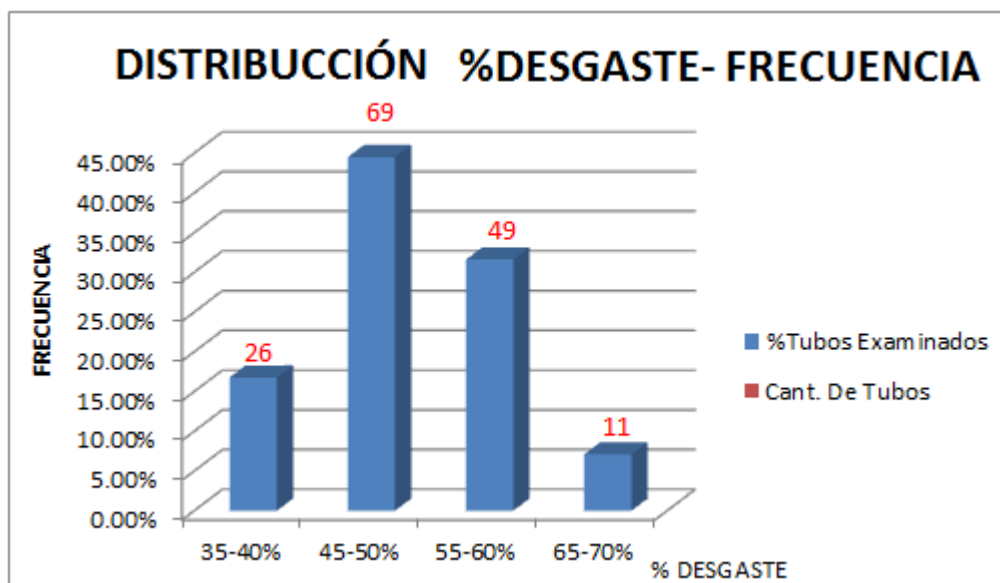
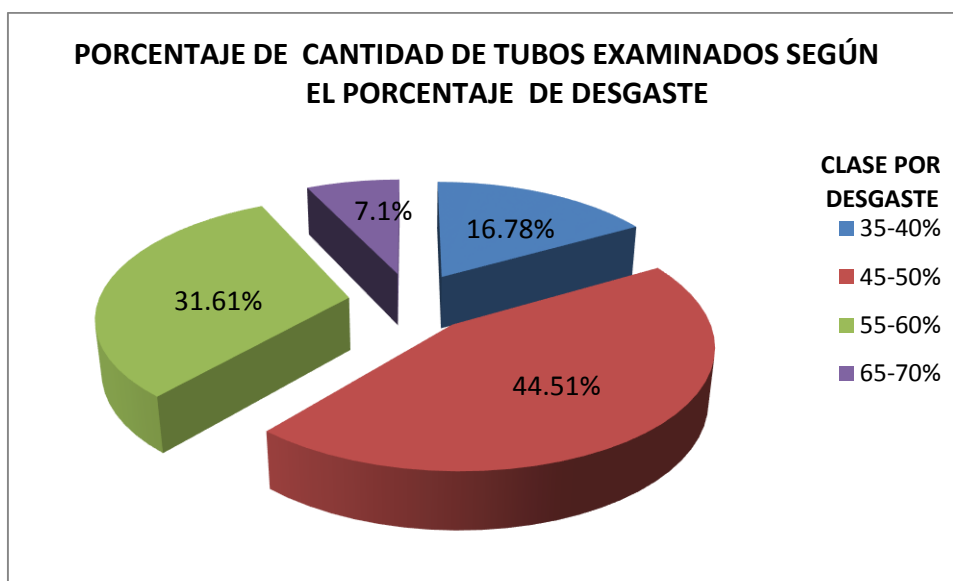


Figura N° 121



Analizando la inspección de 155 tubos del caldero FB-1 CO por RFET, se observa en el grafico que al determinar por clases de desgaste los que presentan mayor porcentaje de desgaste son el 38.71% de tubos inspeccionados (60 tubos), presentando perdidas mayores al 55% y menores al 70%. Los componentes inspeccionados (Clases 35-40%; 45-50%) están en condiciones normales.

Se aplicó el artículo 17 de la Norma Asme sección V donde se muestra el método de examen de la prueba de campo remoto (RFT), contiene las técnicas, requisitos para el examen, personal y calificación de procedimiento.

Los requisitos de procedimiento RFT para exámenes se llevó a cabo de acuerdo a la tabla T-1721, donde se encuentran enumerados los requerimientos, estableciendo un rango de valores.

El equipo RFET es capaz de operar en el modo absoluto o diferencial (o ambos modos), junto con sondas adecuadas y un dispositivo para el registro de los datos en un formato adecuado para su evaluación y almacenamiento de archivo son todos partes esenciales del sistema.

<p>Tabla T-1721 Requerimientos de un Examen de RFT Procedimiento</p>		
Requerimiento(Como es aplicable)	Variable esencial	variable no esencial
Frecuencia (es)	x	
Modo (Diferente / Absoluto)	x	
Mínimo factor de relleno	x	
Tipo de sonda	x	
fabricante de equipos / modelo	x	
velocidad de escaneo	x	
Identidad de referencia artificial defecto	x	
Material del tubo, tamaño y grado	x	
El análisis de datos técnica	x	
Calificaciones de procedim. especificado	x	
Calificaciones del personal		x
Equipos de exploración / accesorios		x
Preparación de la superficie del tubo		x
Equipo de grabación de datos		x
Numeración tubo		x
Formato de informe		x

Tabla N° 39

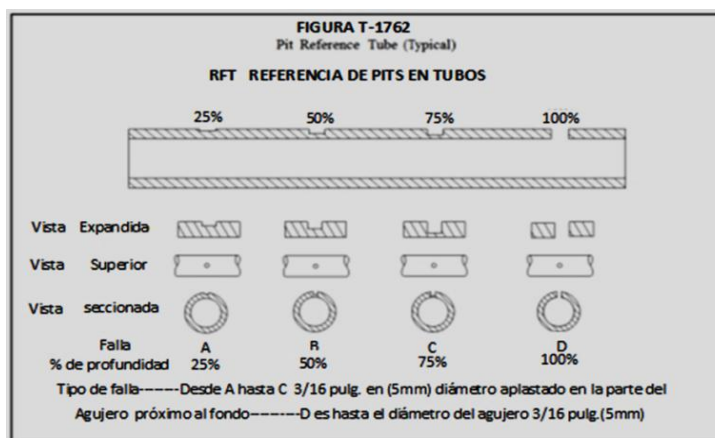
Las Técnicas aplicadas: (a) Técnicas de frecuencia única o múltiples son permitidas para este examen. (b) Después de la selección de examinación de frecuencia (s) y la finalización de la puesta a punto utilizando un estándar de referencia, la sonda se tira a través de los tubos a ser examinado a una velocidad que será uniforme y apropiada a la examinación de frecuencia, frecuencia de muestreo digital, y se

requiere sensibilidad a los defectos. Esta tasa de exploración se utilizará para realizar el examen.

Asimismo la calibración al equipo que debe ser cada año y su preparación del sistema de acuerdo a T-1762, El sistema RFT se prepara para el examen usando defectos artificiales fabricados en un tubo de referencia. El patrón de referencia incluye una placa de soporte del tubo fabricado debe estar de acuerdo con SE-2096. Cuando es requerido para detectar y tamaño pequeños defectos de volumen, tales como fosos de corrosión, un segundo tubo de referencia, como el ejemplo que se muestra en la Figura N° 122 (T-1762), se utilizará para demostrar la sensibilidad adecuada. Profundidad del foso y la selección del tamaño serán determinada por la aplicación. Pit tolerancia de profundidad será + 0 / -10%. Tolerancia del diámetro del agujero debe ser de $\pm 10\%$.

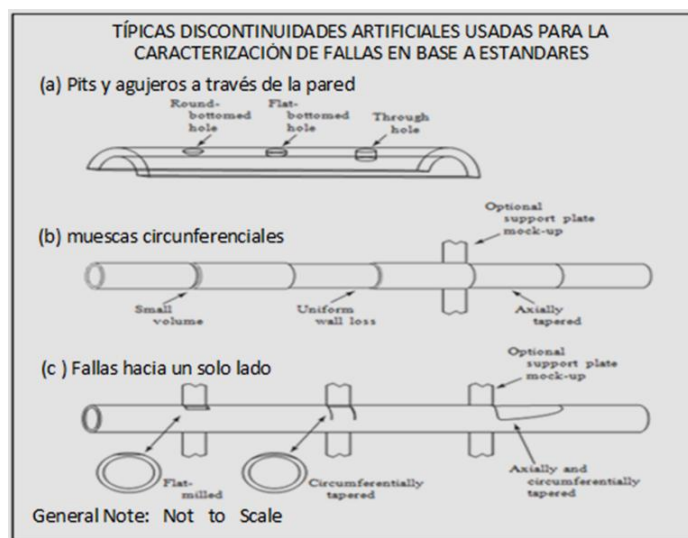
Figura N° 122

1. REFERENCIA DE PITS EN TUBOS



Las indicaciones de defectos se crean cuando (1) en las zonas de pared delgada, el campo llega al detector con menos atenuación y menos tiempo de retardo, (2) discontinuidades interrumpen las líneas de flujo magnético, que están alineados axialmente principalmente, o (3) discontinuidades interrumpen las corrientes de Foucault, que fluyen circunferencialmente. Una discontinuidad en cualquier punto de la trayectoria de transmisión pasante puede crear una perturbación; así RFT tiene aproximadamente la misma sensibilidad a los defectos en las paredes interior y exterior del tubo.

Figura N° 123



Al ser evaluado y aceptado el daño, y ante la necesidad de continuar en servicio, o no, el especialista realiza un estudio de vida remanente, evaluando o estimando la situación extrema del componente en su condición de retiro, con el objeto de establecer los intervalos de inspección para su control.

Si está especificado en el programa de inspección, efectúa medición de espesores (solo para tubería de 2" y mayores) de acuerdo a lo siguiente:

- Define los elementos del circuito de tubería que estarán sujetos a medición de espesores.
- Prepara y calibra el equipo medidor de espesores a usar de acuerdo con el manual de operación correspondiente.
- Cuando sea especificado y las condiciones lo permitan, la distribución de puntos sujetos a medición de espesores a los componentes del circuito será de la manera siguiente:

Para tramos rectos, realizar como mínimo 8 mediciones repartidas en dos niveles de medición de 4 puntos espaciados cada uno 90° con respecto a otro, iniciando por la parte superior para tuberías horizontales o por el lado norte para tuberías verticales y siguiendo el sentido horario.

-Para accesorios, tales como: codos, reducciones y tees cuatro mediciones como mínimo, de preferencia al centro (zona de transición) y espaciadas 90° una con respecto a la otra.

Calculando la velocidad de corrosión para cada uno de los componentes, se usa la fórmula siguiente:

$$V_c = \left(\frac{E_o - E_p}{T} \right) \times 1000 \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación N° 4}$$

Dónde:

E_o= Es el espesor anterior tomado de la inspección anterior en pulg.

E_p= Es el espesor promedio actual en pulgadas.

T= Es el tiempo entre mediciones.

V_c= Es la velocidad de corrosión en milésimas de pulgadas por años.

Los resultados obtenidos se registran y se evalúan, comparando con los anteriores u originales de las localizaciones medidas. Con esto se determina la velocidad de corrosión de cada elemento medido.

Para determinar la vida remanente (en años) por pérdida de espesor (Según NBIC NB 23, inciso RB – 9130) de los componentes se basa en la formula siguiente:

$$V_r = \frac{E_p - E_m}{V_c} \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación N° 5}$$

Dónde:

E_p= es el espesor promedio actual en pulgadas.

E_m= es el espesor mínimo permisible por presión de diseño.

6.4. CÁLCULO DEL ESPESOR MÍNIMO, según Código ASME Sección I, inciso PG27.2.1 y PG-27.2.2 Fórmulas para calcular el espesor para tuberías menor o igual a 5" (125 mm) de diámetro exterior Para tubos lisos o bimetálicos e aquí lo normado:

PG-27. Componentes cilíndricos, Bajo presión interna

PG-27.1. General. Al menos que los requerimientos de A-317 del apéndice la formula seleccionada, las formulas bajo este párrafo deberá usarse para determinar el espesor mínimo requerido o la presión de trabajo permisible de tuberías, los tubos, los drums, recalentador, economizador de acuerdo con las categorías esta dado en PG-27.2.1

PG-27.2.2. y **PG-27.2.3** aquellas temperaturas dadas que no excedan para varios materiales listados en tablas I A y IB de la sección II, parte D El cálculo y espesor ordenado de material deberá incluir los requerimientos de **PG-16.2**, **PG-16.3** y **PG-16.4**

Los cálculos de esfuerzo incluye las cargas como se define en **PG-22** por lo menos la formula esta anotada sino lo que se mencione. Cuando se requiera por abastecimiento de este código, Se tomará en cuenta que el espesor del material será proporcionado (ver **PWT-9.2** y **PG-27.4**, Notas 3,5 y apéndice obligatorio IV), **PG-27.4.4** Nota 4 $e = 0.04 (1.0)$ sobre la longitud o al menos a la longitud sobre la base I en pulg. (25 mm) para tubos expandidos dentro del asiento del tubo o para tubos expandidos dentro del asiento del tubo proporcionado del espesor del tubo al extremo una long. sobre la base I en pulg. a no ser que se mencione lo siguiente:

- (a) 0.095 pulg. para tubos 1" y hasta más pequeños.
- (b) 0.105 pulg. para tubos arriba de 1 pulg. y menores a 2 pulg.
- (c) 0.120 pulg. para tubos arriba de 2 pulg. y menores a 3 pulg.
- (d) 0.135 pulg. para tubos arriba de 3 pulg. y menores a 4 pulg.

$$t = \frac{PD}{2S + P} + 0.005D + e$$

..... Ecuación 6 y 7

$$P = S \left[\frac{2t - 0.01D - 2e}{D - (t - 0.005D - e)} \right]$$

PG-27.3 Symbols. Symbols used in the preceding formulas are defined as follows:

- C = minimum allowance for threading and structural stability (see PG-27.4, Note 3)
- D = outside diameter of cylinder
- E = efficiency (see PG-27.4, Note 1)
- e = thickness factor for expanded tube ends (see PG-27.4, Note 4)
- P = maximum allowable working pressure (see PG-21)
- R = inside radius of cylinder
- S = maximum allowable stress value at the design temperature of the metal, as listed in the tables specified in PG-23 (see PG-27.4, Note 2)
- t = minimum required thickness (see PG-27.4, Note 7)

SISTEMA DE CONFIGURACIÓN Y CALIBRACIÓN : Presenta canales diferenciales y canales absolutos y señales para estimar la profundidad de los defectos.

PROCEDIMIENTO DE CALIBRACIÓN

(a) las frecuencias auxiliares se pueden utilizar para examinar los tubos. Pueden ser múltiplos (armónicos) de la frecuencia de base o puede ser independiente de la frecuencia base.

(b) las frecuencias auxiliares pueden "mezclarse" con la frecuencia de base para producir una señal de salida que suprime no deseados respuestas variables, tales como los de las placas de soporte de los tubos. La frecuencia base y la respuesta de frecuencia auxiliar (es) se registrarán simultáneamente.

CALIBRACIÓN / FORMAS DE ONDA- CURVA Y TABLA DE CALIBRAC.

Figura N° 124

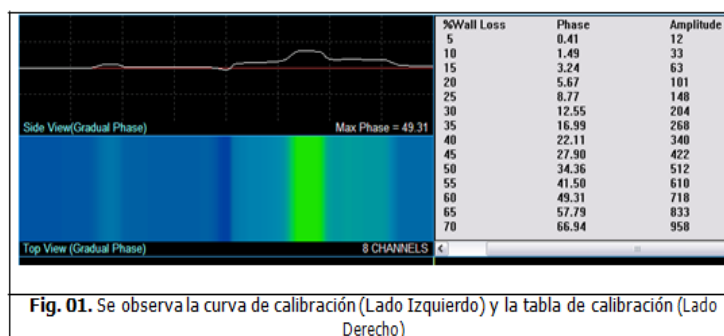


Fig. 01. Se observa la curva de calibración (Lado Izquierdo) y la tabla de calibración (Lado Derecho)

Figura N° 125 (EJEMPLO DE FORMAS DE ONDA)

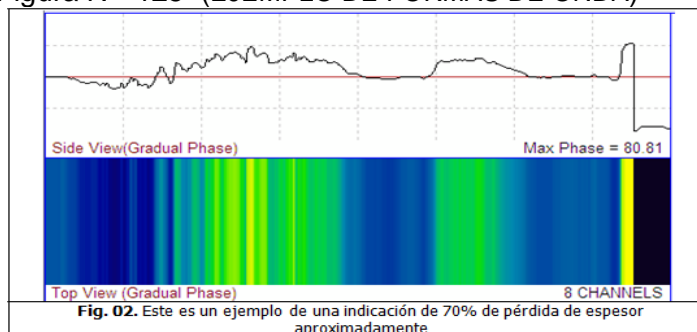


Figura N° 126

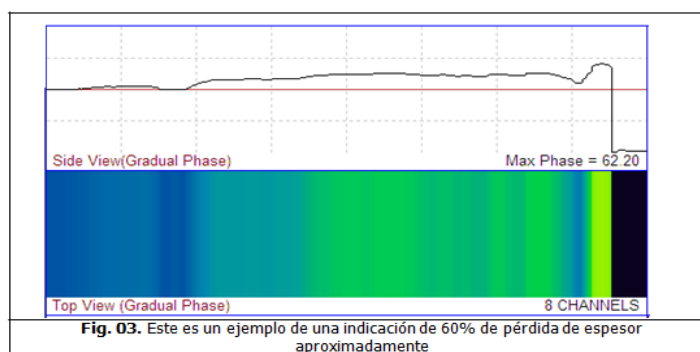


Figura N° 127

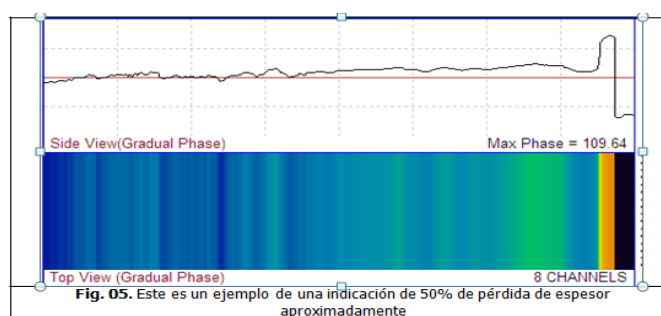


Figura N° 128

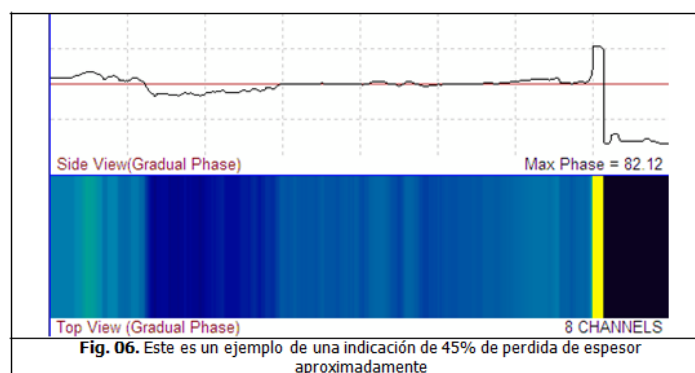
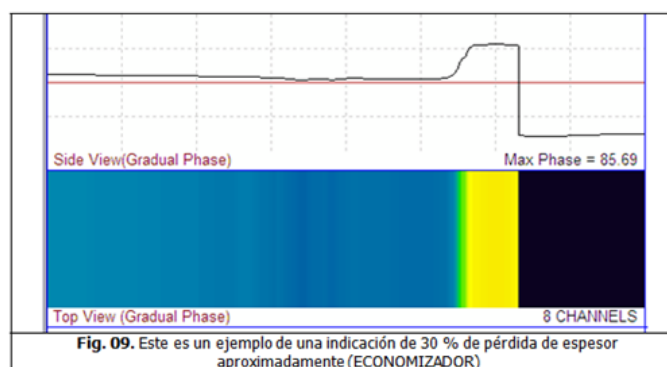


Figura N° 129



En el Examen en forma general los datos se registran como la sonda que atraviesa el tubo. Los datos pueden ser reunidos en un modo "sincronizado" o un modo de "distancia codificada". La ubicación axial de discontinuidades se calcula por referencia a características conocidas o por mediciones de codificador

En la velocidad de la sonda será dependiente de la velocidad y la frecuencia de la muestra base y no deberá ser más rápido que la velocidad requerida para obtener una señal clara de la norma de referencia agujero a través de la pared, sin ningún tipo de cambio de fase mensurable o cambio de amplitud de la señal.

El análisis y la evaluación de los datos del examen se realizarán de conformidad con la Sección de Código de referencia.

Un reporte del examen deberá ser generado. Allí el reporte deberá incluir, como mínimo la siguiente información:

- | |
|--|
| <ul style="list-style-type: none">(a) propietario, ubicación, tipo, número de serie e identificación del componente examinado.(b) el tamaño, espesor de pared, tipo de material, y la configuración de los tubos instalados.(c) sistema de numeración tubo; fecha de la examinación.(d) extensión de la examinación o tubos examinado y largo de los tubos de escaneado.(e) el personal que realiza el examen, Nivel de cualificación cuando sea requerido.(f) los modelos, tipos y números de serie de los componentes del sistema RFET.(g) Modelo de sonda / tipo y longitud de extensión, ajustes de instrumentos.(h) el número de serie (s) del tubo (s) de referencia y criterios de aceptación utilizado.(i) procedimiento utilizado - identificación y revisión(j) identificar tubos o regiones específicas u otras áreas de reducida sensibilidad(k) los resultados de la examinación y croquis o planos de la zona examinada(l) pruebas complementarias utilizadas para investigar más a fondo o confirmar los resultados. |
|--|

CONCLUSIONES

Se analizó y evaluó el estado mecánico estructural de calderos, específicamente el componente con más frecuencia de fallas, las tuberías, aplicando ensayos no destructivos, establecidos por normas internacionales, para así ofrecer de manera óptima la reparación y mejorar la integridad de éstas en Refinería Talara.

Se inspecciono por RFET la cantidad de 150 tubos del caldero APIN, habiéndose encontrado lo siguiente: En la distribución de pérdida de espesor en porcentaje presentada en la Tabla N° 36 el 17% de los tubos inspeccionados presenta perdidas mayores al 28% y menores al 30%. Los componentes inspeccionados están en condiciones normales.

La mínima vida remanente de los tubos inspeccionados fue de 4 años. Los tubos tienen porcentajes de desgaste de 11%, 13%, 23%, y 25% posteriormente la videoscopia verificó presencia de incrustaciones.

Asimismo se inspeccionó por RFET la cantidad de 157 tubos en el Caldero FB-1 CO: De 155 tuberías de 2" Ø en la zona convectiva (ver ejemplos de forma de onda) y de acuerdo a la distribución de pérdida de espesor en porcentaje, presentada en la Tabla N° 38, el 65% de los tubos inspeccionados presenta perdidas entre 50% y 70%.

La inspección, utilizando ultrasonido así como inspección radiográfica, de la zona convectiva, u otras concluye que los tubos se encuentran en buen estado.

La inspección ultrasónica de los tubos en las zonas y en el economizador del caldero FB1-CO indica que los codos tiene una pérdida de espesor de pared del 36% tomando como referencia el espesor original (Se efectuaron 889 puntos)

La inspección Radiográficas, confirma que los tubos tienen fisuras: Tubo No. 3 y pits de corrosión de 2 mm máximo en la parte recta y curva: (Tubos N°s. 2; 3; 4; 7; 9; 10; 11 y 13). Para Dimensiones se tomó como referencia la densidad del material. Para inspección

radiográfica se efectuó 15 ml en todas las zonas.

Finalmente para reemplazo parcial de tubos en el Caldero CO: Es posible reentubar el caldero CO, luego de superar lo siguiente:

Retirar los tapones y tubos soldados a los drums, Reparar los alojamientos deformados, Retirar y reponer los deflectores de flujo de gas y Retirar y reponer soportes de tubos dañados (Tubos de 2" Ø y Tubos de 3" OD). Asimismo se inspeccionó 25.84 ml de con tintes penetrantes y 32 m2 con inspección visual.

Los END generaron ingresos netos de \$ 11,265.86; egresos netos de \$ 9,791.44 y los ED generaron ingresos netos de \$ 2,738.00; egresos netos de \$ 2,184.43.

La Técnica Remote Field Electromagnetic (RFET, Usa Normas ASTM - E2096; ASME sección v, artículo 17; código ASME sección I inciso PG – 27; NB – 23 y API), se consideró en esta tesis porque es una herramienta que ofrece soluciones a los tubos del caldero, consiguiendo el rango de la distribución de pérdida de espesor, su mínima vida remanente, aplicación de videoscopia y dimensionamiento de discontinuidades para garantizar la calidad del componente.

Se dio a conocer las diferentes discontinuidades de los calderos acuotubulares, con apoyo de informes de la Empresa Petroperú.

Finalmente La decisión de la dirección de una organización industrial sobre si se debe utilizar end o no, se reduce a la economía, por lo que la gestión debe estar plenamente convencida de la viabilidad económica de una inversión de END, ya que los END es un servicio y no un productor de bienes.

Contribuye a la investigación tecnológica porque soluciona problemas y mejora la calidad en tiempo real a los componentes del caldero, asimismo permite aunar experiencias y conocimientos a los inspectores de calidad. Esperando que el contenido del presente, contribuya hacia la problemática de calderos con la aplicación de las citadas técnicas.

RECOMENDACIONES

En las inspecciones efectuadas a los calderos, es preciso programar la inspección general luego de tres años de operación, Probar, recalibrar las válvulas de seguridad luego de 1 año de operación, evaluarlo en forma continua para definir trabajos a realizar en la próxima inspección. Con respecto a tuberías en el caldero APIN: Los nuevos soportes instalados en los tubos del sobrecalentador, requieren ser evaluados en los próximos 6 meses.

Es importante realizar la limpieza química y pasivado del Caldero, después de cada reparación que se programe en este equipo.

Después de cada mantenimiento, es necesario efectuar el centrado del quemador para evitar que su desalineamiento origine lamido de las llamas sobre los tubos y/o recalentamiento en la zona.

Se recomienda volver a monitorear las tuberías del caldero por RFET en los próximos 3 años para ajustar los rate de corrosión, tomar una especial consideración a las tuberías con desgaste mayor del 28% y ver su posición con respecto a los agentes corrosivos tanto externos como internos.

La forma de falla presentada es por aireación diferencial, esto es un indicio que hay necesidad de controlar la presencia de oxígeno y gases disueltos en el agua de alimentación al caldero.

Con respecto al caldero FB-1 CO de la Refinería de Talara Se recomienda taponar los tubos que presentaron un porcentaje de desgaste superior al 50% (35; 48% del total de tubos evaluados), debido a su cercanía con el espesor mínimo de diseño y por haber cumplido con su vida de servicio, operar la caldera a una presión no superior a 590 Psi.

Planificar el reemplazo del 100 % de los tubos de la zona convectiva para un plazo no mayor a 1 año, ya que la mayoría de los tubos presenta una vida remanente aproximada menor a 2 años y por la

posición de los tubos, no es posible predecir si ya poseen daño por termofluencia, Abrir ventanas en el casco del economizador para tomar lecturas minuciosas con el ensayo de ultrasonido (Medición de Espesores) para evaluar el estado de las mismas

Reemplazar los tramos de los tubos Nos. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 13, 14, 15, 16 y 17. Desde el distribuidor hasta 1" antes de la zona aletada.

Contratar el servicio de Inspección Visual Remota: Fibroscopía, al interior de los tubos: Nos. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 13, 14, 15, 16 y 17. Que nos permita, capturar imágenes de las discontinuidades superficiales al interior de los tubos (Fotos y Videos) y obtener la concentración (densidad) de los pits al interior de la zona aleteada. contratar el Servicio de Inspección mediante la técnica Phased Array., de 17 codos en "U" y parte recta de la Zona Inferior y parte recta de la Zona Media (Superior), que nos permita: Un Pronóstico de Vida Remanente, Identificar y cuantificar las Áreas, los tamaños, la profundidad y densidad (concentración) y tipo de discontinuidad, Esto permitirá reforzar la decisión de reemplazar o no el Economizador.

BIBLIOGRAFÍA

- Acosta Iborra, B., & (<http://oa.upm.es/810/>). (2001). Tesis Doctoral, Desarrollo y validación de nueva Técnica de Ensayo no destructivo, basada en el potencial termoelectrico para el conocimiento del envejecimiento de los aceros. Madrid, España.
- American Society of Mechanical Engineers, N. Y., calderas, :. C., ABMA, A.S., y. m., & Kohan,
- A. Arenas Ecurra / Mendoza Lozano, Lucky/ Luis. (2012). Tesis, Diseño de un sistema Scada para la caldera Pirotubular Vertical. Pimentel, Chiclayo.
- Arnulfo Oelker Behn THERMAL ENGINEERING LTDA info@thermal.cl,
THERMAL ENGINEERING LTDA./. Obtenido de info@thermal.cl.
- ASME (B&PVC) Secc VIII, D. 1.-A., & <http://www.ggsperu.pe/pdf/calderos.pdf>.
- ASME, P. a., & <http://www.ggsperu.pe/pdf/calderas.pdf>.
- Bogota, Facultad Ing. Mecanica U.N. de Colombia sede; Ingº Hernandez A., Hector, <http://es.slideshare.net/rlasprillam/analisis-de-fallas-metalurgicas-en-calderas>.
- Comité de Inspección Nacional.
- España Entidades de Colaboración Técnica del Ministerio de Industria o de sus homólogas en las Autonomías o Comunidades Autónomas.
- España se rige según las normas UNE y Reglamento de Aparatos a Presión.
- Fuente (MINSA 2008) Resumen de la Evaluación de los componentes.
- Fuente propia, F. (s.f.). Mantenimientos efectuados en diversaa paradas.
- Fuente: API Publication Recommended Practice 573.
- Fuente: CHIA BAK KHIANG INGENIERO ASST. EJECUTIVOS D, M.
- Fuente: Google earth Talara Virtual, F. P.P.
- Fuente: Manual de Operación Caldero Babcock & Wilcox
- Ing Victor Arroyo Ch de Cinyde Sac, [www.cinydesac.com/present/situacion de calderos en el <peru.pdf.>](http://www.cinydesac.com/present/situacion%20de%20calderos%20en%20el%20peru.pdf)
- Ingº Hernandez R. Hector U.N. de Colombia, Migraciones CixHCo (WordPress.com). Migraciones CixHCo (WordPress.com).

Kohan de Mc Graw Hill, A. L. (s.f.). [https://es.scribd.com/doc/148424652/Manual-de-Calderas-Vol I](https://es.scribd.com/doc/148424652/Manual-de-Calderas-Vol-I).

Manuales de operacion, calderos pertenecientes a Petroleos del Peru.

National Board of Boiler and Pressure Vessel Insp. USA, R. d.

National Board of Boiler and Pressure Vessel, I.

Normativa utilizada para recipientes a presion, P. d. Paginas variadas en google.

NRF-223-PEMEX-2010, (-2.-P.-2.-P., & www.pemex.com.mx.

PORT Robert D. y HERRO & Harvey M. NALCO Mc Graw Hill para el analisis de fallas en Calderas. (1997). Para el Análisis de Fallas en Calderas 1 ed. New York: . (Harvey M. NALCO, & Mc Graw Hill, Edits.)

Procedimiento de inspeccion periódica para calderas <http://www.idae.es>.
Procedimiento de inspeccion periodica de eficiencia energetica para Calderos. España.

www.geit.com. Avanzada Tecnologia en inspeccion y ensayos no destructivos.

www.sieend.com.mx.

www.sistendca.com/DOCUMENTOS/.pdf, U.N. del Comahue: Ing.Ricardo Echevarria, h., & Manual de Calderas: Kohan, A. www.sistendca.com/DOCUMENTOS/LP.pdf.

www.sistendca.com/DOCUMENTOS/Manual; Kohan, Anthony L.; www.sistendca.com/DOCUMENTOS/Manual.

www.tecnocoating.com.ar. división.inspecciones@tecnocoating.com.ar.

www.watlow.com, (Watlow Electric Manufacturing Company).

ANEXOS

Tabla N° 1

Tamaño nominal	Diámetro externo, pulgadas	Peso de tubería normal A.S.A. Norma 40										Extra fuerte A.S.A. Norma 80		Doble extra fuerte	
		Diámetro interno, pulgadas	Espesor de pared, pulgadas	Peso por pie extremos planos, libras	Roscas por pulgada	Circunferencia, pulgadas		Área transversal, pulgadas²		Longitud de la tubería por pie²		Espesor de pared, pulgadas	Peso por pie extremos planos, libras	Espesor de pared, pulgadas	Peso por pie extremos planos, libras
						Externa	Interna	Externa	Interna	Superficie exterior	Superficie interior				
1/8	0.406	0.269	0.068	0.244	27	1.272	0.845	0.129	0.057	9.431	14.199	0.095	0.31	—	—
2/4	0.540	0.384	0.088	0.424	18	1.696	1.144	0.229	0.104	7.073	10.483	0.119	0.54	—	—
3/8	0.675	0.493	0.091	0.567	18	2.121	1.549	0.358	0.191	5.058	7.748	0.126	0.74	—	—
1/2	0.840	0.622	0.109	0.850	14	2.638	1.954	0.554	0.304	4.547	6.141	0.147	1.09	0.294	1.71
3/4	1.060	0.824	0.113	1.130	14	3.259	2.589	0.866	0.533	3.637	4.635	0.154	1.47	0.308	2.44
1	1.315	1.049	0.123	1.678	11 1/2	4.131	3.296	1.358	0.864	2.904	3.641	0.179	2.17	0.358	3.66
1 1/4	1.660	1.380	0.140	2.272	11 1/2	5.215	4.335	2.164	1.495	2.301	2.768	0.191	3.00	0.362	5.21
1 1/2	1.950	1.610	0.145	2.717	11 1/2	5.968	5.058	2.835	2.036	2.010	2.372	0.200	3.63	0.400	6.41
2	2.375	2.067	0.154	3.652	11 1/2	7.461	6.494	4.430	3.355	1.608	1.847	0.218	5.02	0.436	9.03
2 1/2	2.875	2.469	0.203	5.793	8	9.032	7.757	6.492	4.788	1.328	1.547	0.276	7.66	0.552	13.70
3	3.500	3.068	0.216	7.575	8	10.996	9.638	9.621	7.393	1.091	1.245	0.300	10.25	0.600	18.58
3 1/2	4.000	3.548	0.226	9.109	8	12.568	11.146	12.566	9.886	0.964	1.076	0.318	12.51	0.636	22.85
4	4.500	4.026	0.237	10.790	8	14.137	12.648	15.904	12.730	0.848	0.948	0.337	14.98	0.674	27.54
5	5.563	5.047	0.256	14.617	8	17.477	15.856	24.306	20.006	0.686	0.756	0.375	20.78	0.750	38.55
6	6.625	6.065	0.280	18.974	8	20.813	19.054	34.472	28.891	0.576	0.629	0.432	28.37	0.864	53.18
8	8.625	7.981	0.322	28.554	8	27.096	25.073	58.476	50.027	0.443	0.478	0.500	43.39	0.875	72.42
10	10.750	10.020	0.365	40.483	8	32.272	31.478	90.763	78.855	0.355	0.381	—	—	—	—
12	12.750	12.000	0.375	49.542	8	40.055	37.699	127.676	113.097	0.299	0.318	—	—	—	—

Los tamaños de tubería de 14 pulgadas y superiores se designan por el diámetro exterior y el espesor de pared, si éste está especificado.

Datos de American Standard Association para tuberías de acero.

EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO ESTRUCTURAL DE CALDEROS EN REFINERIAS MEDIANTE LA DETECCIÓN DE FALLAS POR TÉCNICAS NO DESTRUCTIVAS

Tabla N° 2

Número de especificación	Composición	Forma	Resistencia final	Tensión admisible (kilopondios/pulgada²)*			
				De -20 a 650 °F (-6 a 343 °C)			
				700 °F (371 °C)	800 °F (426 °C)	700 °F	800 °F
A. Tubos de acero al carbono							
SA 192	C-Si	Sin costura (sin soldadura)	47,0	18,8	11,5	9,0	
SA 178A	C	Soldado	47,0	11,8	11,5	7,7	
SA 226	C-Si	Soldado	47,0	11,8	11,5	7,7	
SA 210 A-1	C	Sin costura (sin soldadura)	60,0	15,0	14,4	10,8	
SA 178 C	C	Soldado	60,0	15,0	14,4	9,2	
SA 210 C	C-Mn	Sin costura (sin soldadura)	70,0	17,5	15,6	12,0	
B. Tubos de acero de baja aleación							
SA 209 T1b	C-1/2 Mo	Sin costura (sin soldadura)	53,0	13,3	13,2	13,1	
SA 250 T1b	C-1/2 Mo	Soldado	53,0	11,2	11,2	11,1	
SA 250 T1	C-1/2 Mo	Soldado	55,0	11,7	11,7	11,7	
SA 209 T1	C-1/2 Mo	Sin costura (sin soldadura)	55,0	13,8	13,8	13,7	
SA 213 T2	1/2 Cr-1/2 Mo	Sin costura (sin soldadura)	60,0	15,0	15,0	14,4	
SA 423-1	3/4 Cr-1/2 Ni-Cu	Sin costura (sin soldadura)	60,0	15,0	15,0	—	
SA-213-T12	1 Cr-Mo	Sin costura (sin soldadura)	60,0	15,0	15,0	14,8	
SA-213-T11	1 1/2 Cr-1/2 Mo-Si	Sin costura (sin soldadura)	60,0	15,0	15,0	15,0	
SA-213-T11	1 1/2 Cr-1/2 Mo-Si	Sin costura (sin soldadura)	60,0	15,0	15,0	15,0	
SA-213-T3b	2 Cr-1/2 Mo	Sin costura (sin soldadura)	60,0	15,0	14,7	14,7	
SA-213-T22	2 1/2 Cr-1 Mo	Sin costura (sin soldadura)	60,0	15,0	15,0	15,0	
C. Tubos de acero de alta aleación							
SA 213-T21	3 Cr-1 Mo	Sin costura (sin soldadura)	60,0	15,0	15,0	14,8	14,5
SA 213-T5	5 Cr-1/2 Mo	Sin costura (sin soldadura)	60,0	15,0	15,0	13,4	12,8
SA 213-T7	7 Cr-1/2 Mo	Sin costura (sin soldadura)	60,0	15,0	15,0	13,4	12,8
SA 213-T9	9 Cr-Mo	Sin costura (sin soldadura)	60,0	15,0	15,0	13,4	12,8
D. Tubos de acero de alta aleación							
SA 208-TP405	12 Cr-1A1	Sin costura (sin soldadura)	60,0	15,0	13,3	12,9	—
SA 208-TP446	27 Cr	Sin costura (sin soldadura)	70,0	17,5	15,6	14,5	—
SA 213-TP204	18 Cr-8 Ni	Sin costura (sin soldadura)	75,0	18,8	16,6	15,9	15,2
SA 213-TP316	16 Cr-12 Ni & 2Mo	Sin costura (sin soldadura)	75,0	18,8	18,4	16,3	15,9
SA 213-TP321	18 Cr-10 Ni & Ti	Sin costura (sin soldadura)	75,0	18,8	17,3	17,1	15,8
SA 213-TP347	18 Cr-10 Ni & Cb	Sin costura (sin soldadura)	75,0	18,8	15,5	14,9	14,7

* N. del T.: Para pasar de kilopondios/pulgada² a kg/cm² hay que multiplicar por 645,16.

Tensiones admisibles típicas para el material de tubería según código ASME, Sección II, parte D. (Cortesía de
American Society of Mechanical Engineers.)

DETALLE DE LOS SOPORTES DEL PANEL LATERAL (12 TUBOS 3" O.D.) Retirar las paredes de tubos de 3"Ø con aletas soldadas y soportes en primer panel en 4 niveles.

Figura N° 1

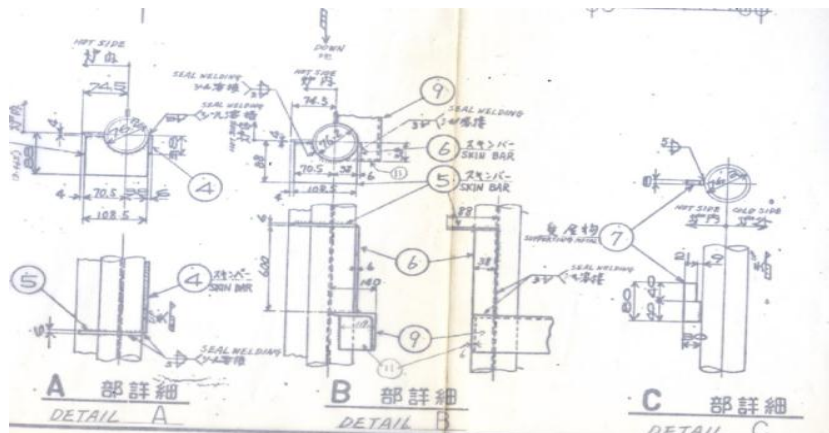


Figura N° 2

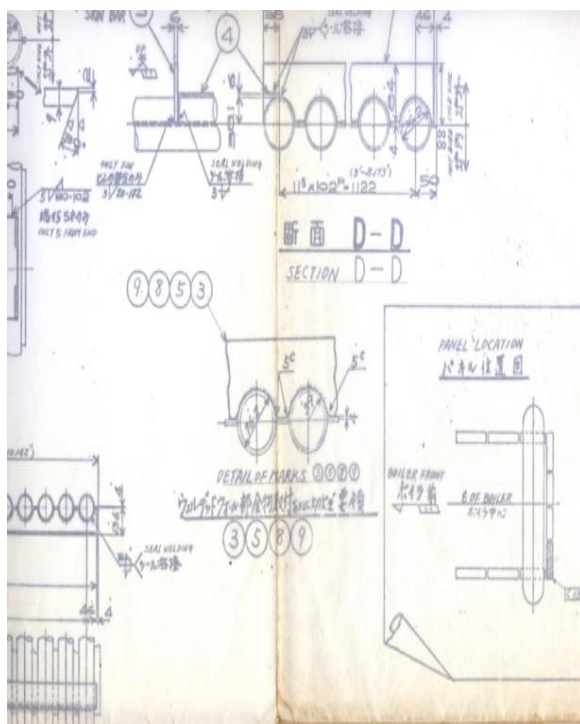


Figura N° 3

